# 5 ELEMENTOS PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

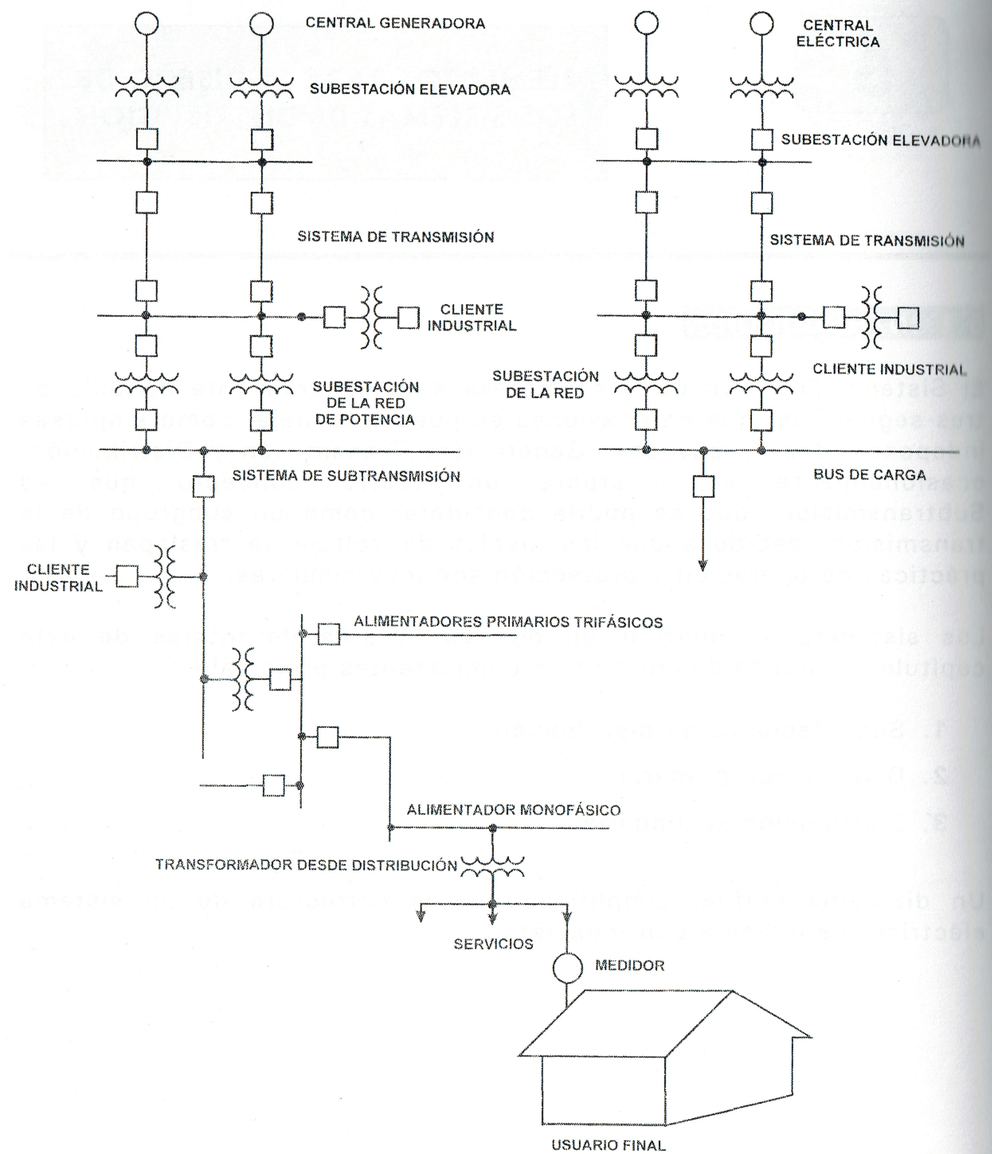
## 5.1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico de una empresa está generalmente dividido en tres segmentos, que en ocasiones se pueden manejar como empresas independientes, y que son: Generación, Transmisión y Distribución, ocasionalmente se incorpora un cuarto concepto que es Subtransmisión, que se podría considerar como un subgrupo de la transmisión, debido a que los niveles de voltaje se traslapan y las prácticas de operación y protección son muy similares.

Los sistemas de distribución que es el área de interés de este capítulo, se puede dividir en tres componentes principales:

1. Subestaciones de distribución.
2. Distribución primaria.
3. Distribución secundaria.

Un diagrama unifilar simplificado de la estructura de un sistema eléctrico, se indica a continuación:




SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA Y REPRESENTACIÓN PARA ESTUDIOS



## D.2 ARREGLOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

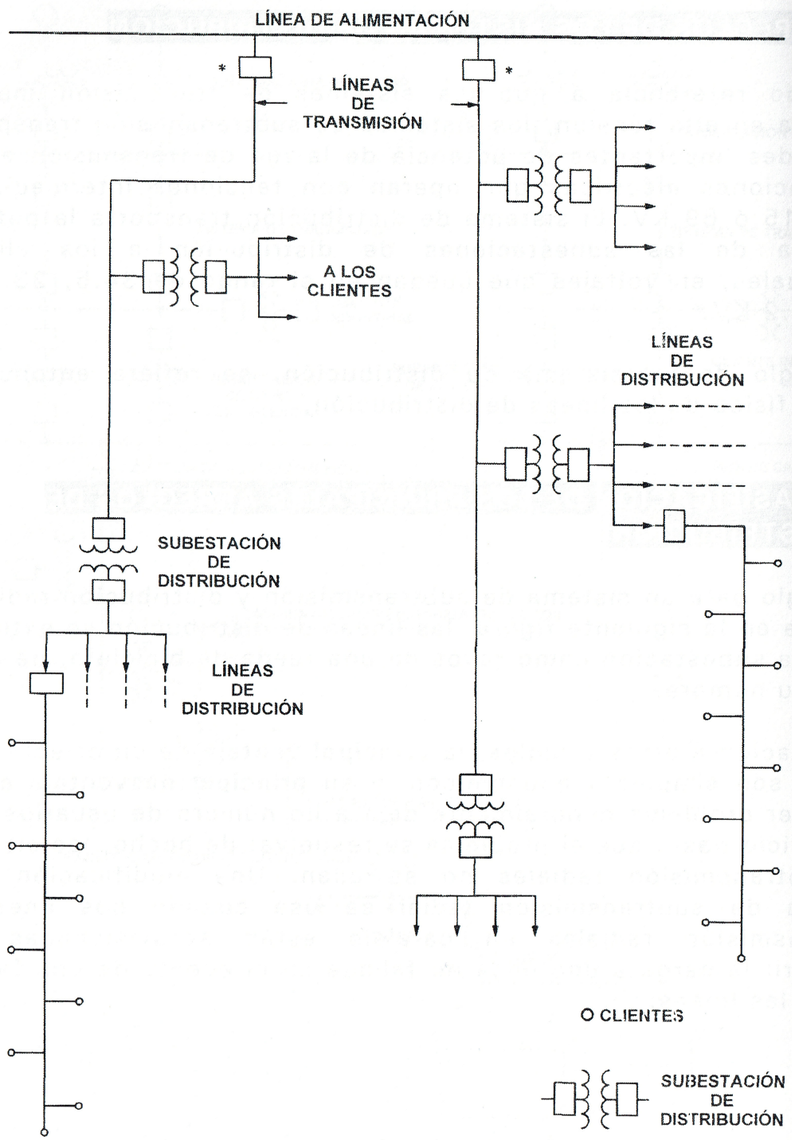
Haciendo referencia a que los sistemas de transmisión manejan potencia en alta tensión, los sistemas de subtransmisión transportan cantidades importantes de potencia de la red de transmisión en sus subestaciones eléctricas que operan con tensiones intermedias de 138, 115 ó 69 KV. El sistema de distribución transporta la potencia eléctrica de las subestaciones de distribución a los clientes individuales, en voltajes que quedan en el rango de 34.5, 23, 138, 6.6 ó 4.2 KV.

El arreglo de un sistema de distribución, se refiere entonces al arreglo físico de las líneas de distribución.

## D.3 CLASIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ARREGLOS DE DISTRIBUCIÓN

El arreglo para un sistema de subtransmisión y distribución radial, se muestra en la siguiente figura, las líneas de distribución se extienden desde la subestación como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre.

Con relación a otros arreglos, la **principal ventaja** de un arreglo radial es que son simples y económicos, y su **principal desventaja** es que cualquier problema generalmente deja a un número de usuarios fuera de servicio hasta que el problema se resuelva; de hecho, los sistemas de subtransmisión radiales no se usan. Una modificación a un sistema de subtransmisión radial se usa cuando dos líneas de subtransmisión radiales en paralelo están aprovisionadas para transferir la carga a una línea no fallada en el evento de una falla en una de las líneas.

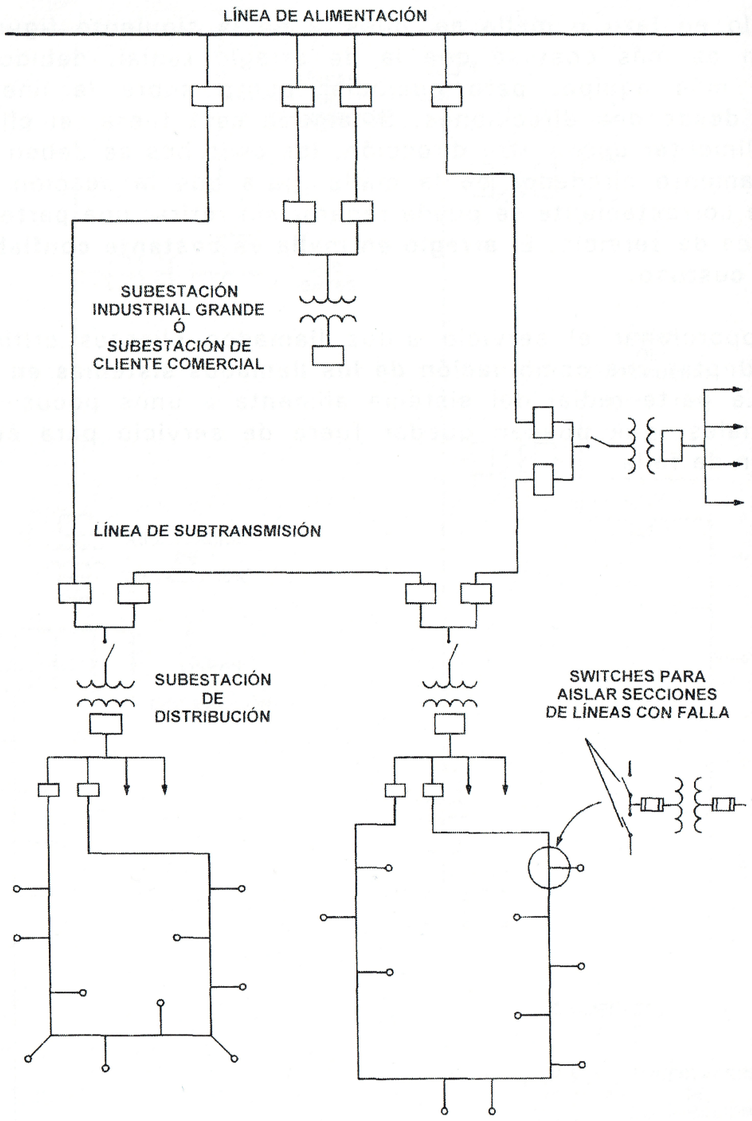



SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN RADIAL



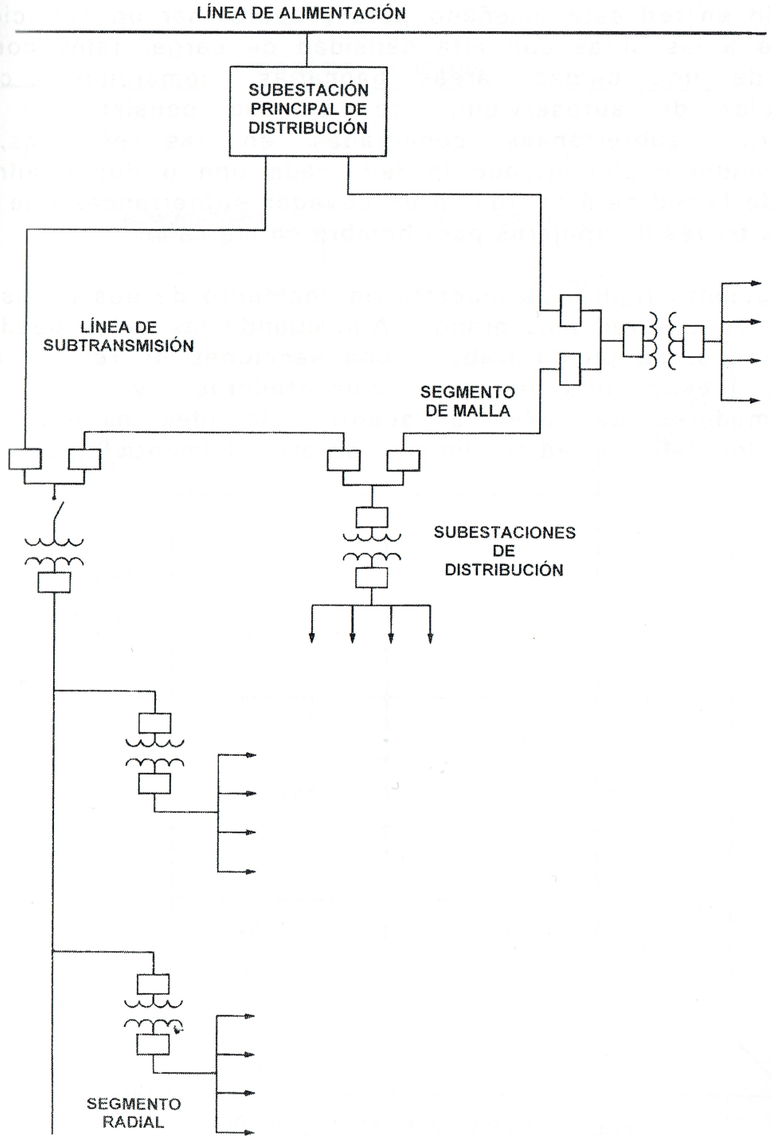
El arreglo en **lazo o malla** se muestra en la siguiente figura, esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipo, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones. Si alguna está fuera, el cliente se puede alimentar desde otra dirección, los switches se deben colocar periódicamente alrededor de la malla, para que la sección que no funcione correctamente se pueda reparar sin retirar una parte grande de la línea de servicio. **El arreglo en malla es bastante confiable pero también costoso.**

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar **una combinación de los llamados sistemas en malla y radial**. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla.




SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN MALLA



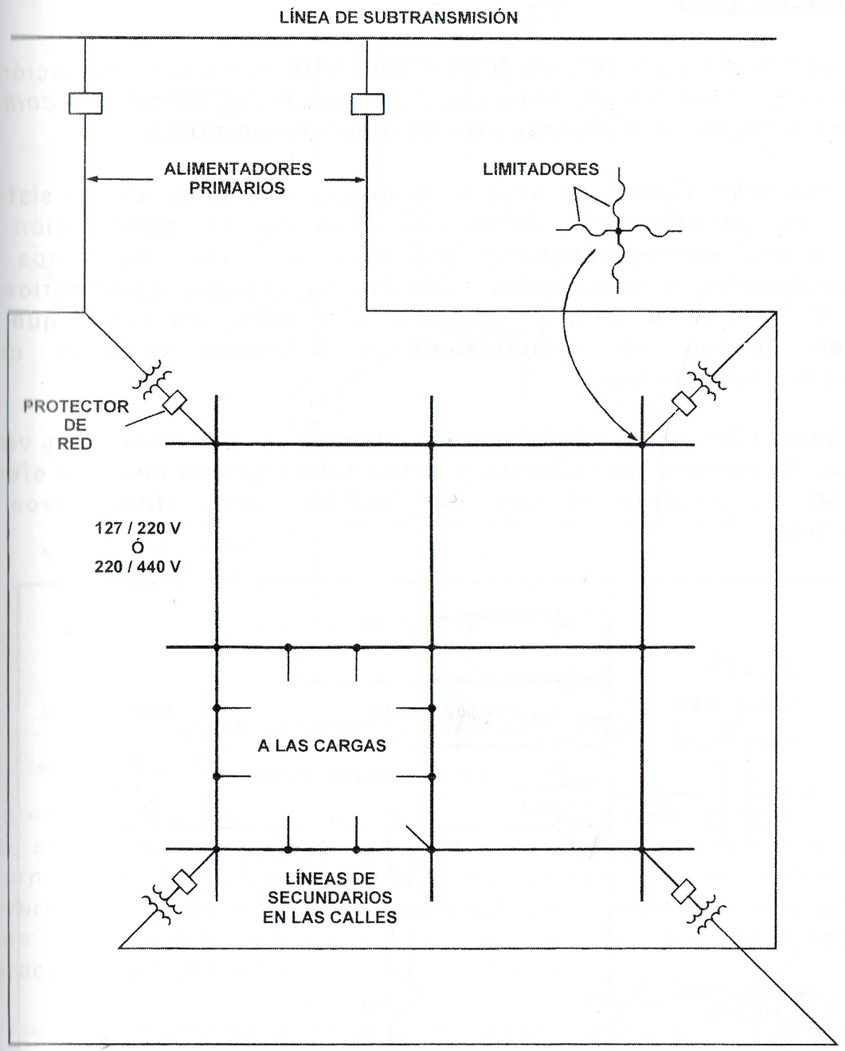



COMBINACIÓN DE SISTEMA RADIAL Y EN MALLA

**El arreglo en red** está diseñado para proporcionar un servicio muy confiable a las áreas con alta densidad de carga, tales como: el centro de una ciudad, áreas bancarias, comerciales, centros comerciales de autoservicio, etc. La **red consiste** de líneas secundarias subterráneas conectadas en las esquinas, con transformadores alimentando la red, cada una o dos cuadras. El equipo de la red está contenido en bóvedas subterráneas que tienen acceso a través de **agujeros para hombre** en las calles.

En la siguiente figura, se muestra un segmento de dos calles sobre un lado, de una red más grande. Aún cuando las redes pueden ser muy grandes, se puede trabajar con **secciones de red**; la red se alimenta desde dos o más alimentadores, y no de dos transformadores de redes adyacentes, la idea es que si un alimentador falla, la red se alimenta de otros alimentadores.





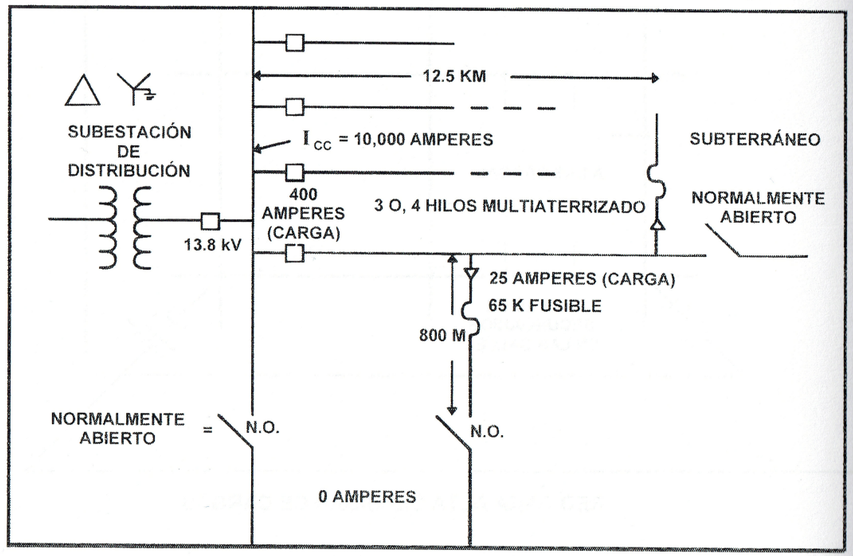

RED PARA ALTA DENSIDAD DE CARGAS

## 5.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SISTEMAS PRIMARIOS

La parte del sistema de distribución que está entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución, se conoce *como el* ***sistema primario*** o alimentadores de distribución primarios.

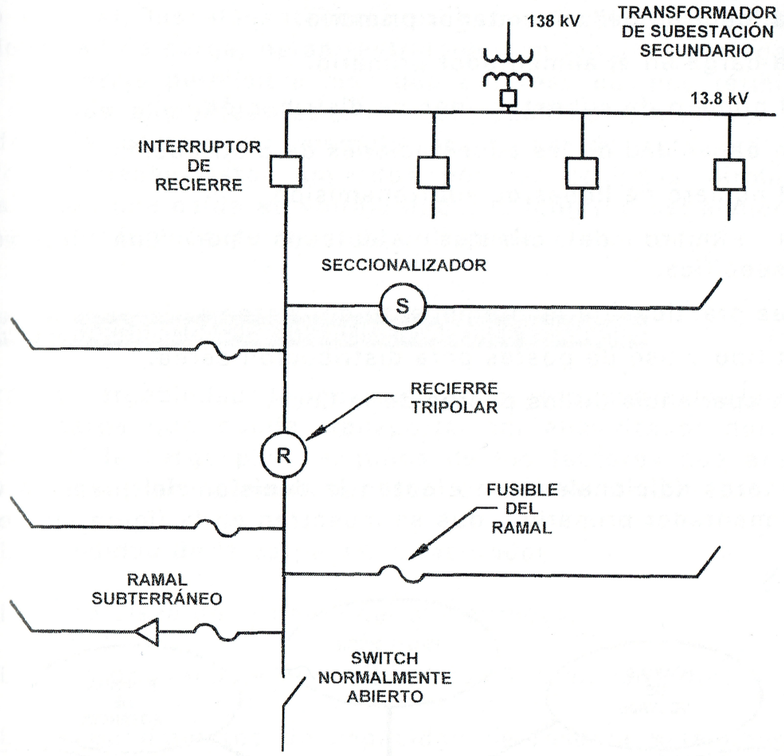
En la siguiente figura, se expone el diagrama unifilar de un sistema típico de distribución, donde se muestra la subestación de distribución, el alimentador primario con los elementos de seccionalización y protección, también los ramales secundarios; el primario es por lo general trifásico a 4 hilos, en tanto que los ramales pueden ser monofásicos o trifásicos tomados como derivación del principal.

Un alimentador se secciona usando elementos de recierre en varios puntos, de manera que cuando ocurran fallas se minimice su efecto, también se observa el uso de fusibles como dispositivos de protección.




SISTEMA TÍPICO DE DISTRIBUCIÓN






ALIMENTACIÓN DEL PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución, que es el área principal de interés en esta parte, se puede decir que aún cuando en un diagrama unifilar aparece en forma muy simplificada, un sistema de distribución consiste de una variedad mucho más amplia de niveles de tensión, componentes, cargas e interconexiones, mayor que los de los sistemas de generación o transmisión.

Los niveles de voltaje para el alimentador primario representan el factor más importante que afecta el diseño del sistema, su costo y la operación. Algunos de los aspectos de diseño y operación que son afectados por el nivel de voltaje del alimentador primario son:

1. La longitud del alimentador primario.
2. La carga en el alimentador primario.
3. El número de subestaciones de distribución.
4. La capacidad de las subestaciones de distribución.
5. El número de líneas de subtransmisión.
6. El número de clientes afectados por una interrupción específica.
7. Las prácticas de mantenimiento del sistema.
8. El tipo y uso de postes para distribución aérea.
9. La apariencia de los postes de la línea.

Hay factores adicionales que afectan la decisión del nivel de voltaje en el alimentador primario y que se muestran en la figura siguiente:

FACTORES A CONSIDERAR EN LA DECISIÓN DEL NIVEL DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO



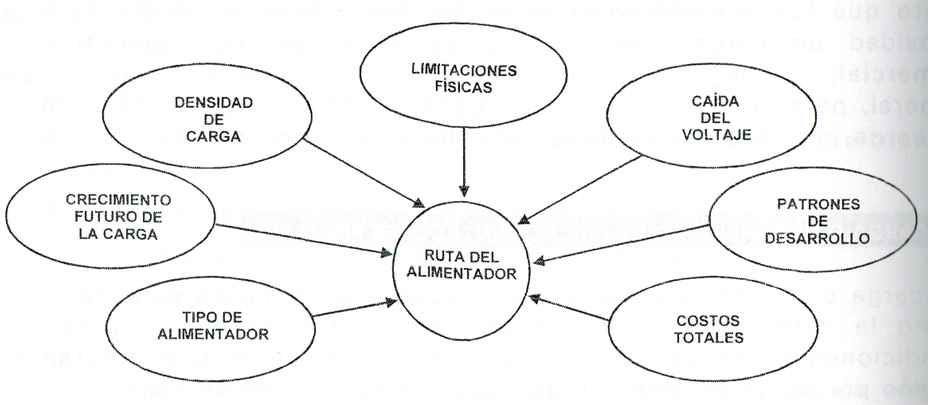
Por lo general, los alimentadores primarios localizados en áreas de baja densidad de carga, están restringidos en longitud y carga, por la caída de voltaje permisible más que por restricciones térmicas, en tanto que los alimentadores primarios localizados en áreas de alta densidad de carga, por ejemplo en zonas de tipo industrial y comercial, pueden estar limitados por restricciones térmicas. En general, para una caída de voltaje dada, la longitud del alimentador y su carga, son función del nivel de voltaje del alimentador.

## LA CARGA O CARGABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

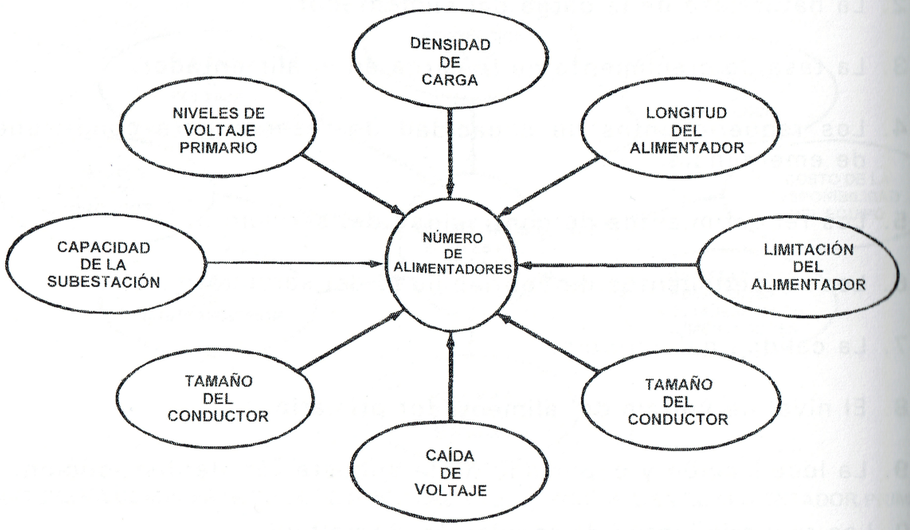
La carga o cargabilidad de los alimentadores primarios está definida como la carga que puede transportar un alimentador durante las condiciones de carga pico. Algunos de los factores que afectan el diseño por carga del alimentador, son los que se mencionan:

1. La densidad de la carga del alimentador.
2. La naturaleza de la carga del alimentador.
3. La tasa de crecimiento de la carga en el alimentador.
4. Los requerimientos de capacidad de reserva para condiciones de emergencia.
5. Los requerimientos de continuidad del servicio.
6. Los requerimientos de confiabilidad del servicio.
7. La calidad del servicio.
8. El nivel de voltaje del alimentador primario.
9. La localización y capacidad de la subestación de distribución.
10. Los requerimientos de regulación de voltaje.
11. El tipo y costo de la construcción.

Hay otros factores adicionales que afectan en la decisión de la ruta de un alimentador, el número de alimentadores y la selección del tamaño del conductor, como se muestra en las siguientes figuras:

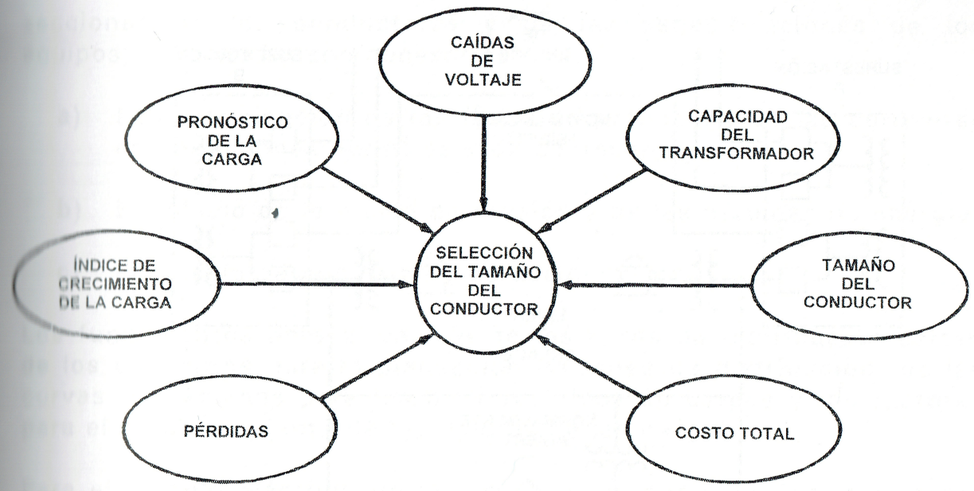



FACTORES QUE AFECTAN LA DECISIÓN DE LA RUTA DE UN ALIMENTADOR




FACTORES QUE AFECTAN AL NÚMERO DE ALIMENTADORES






FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE CONDUCTORES

## LÍNEAS DE ENLACE

Una línea de enlace es aquella que conecta dos fuentes de suministro o alimentación para proporcionar un servicio de emergencia entre dos sistemas. Generalmente una línea de enlace proporciona servicio para las cargas del área a través de su ruta, así como servicio emergente a las áreas adyacentes de la subestación, de modo que estas líneas de enlace, cumplen con dos funciones:

1. Proporcionar servicio de emergencia para el alimentador adyacente para reducir el tiempo de salida de los clientes durante las condiciones de emergencia.

2. Para proporcionar un servicio de emergencia para las subestaciones adyacentes del sistema, eliminando con esto la necesidad de tener un respaldo de emergencia en cada subestación.

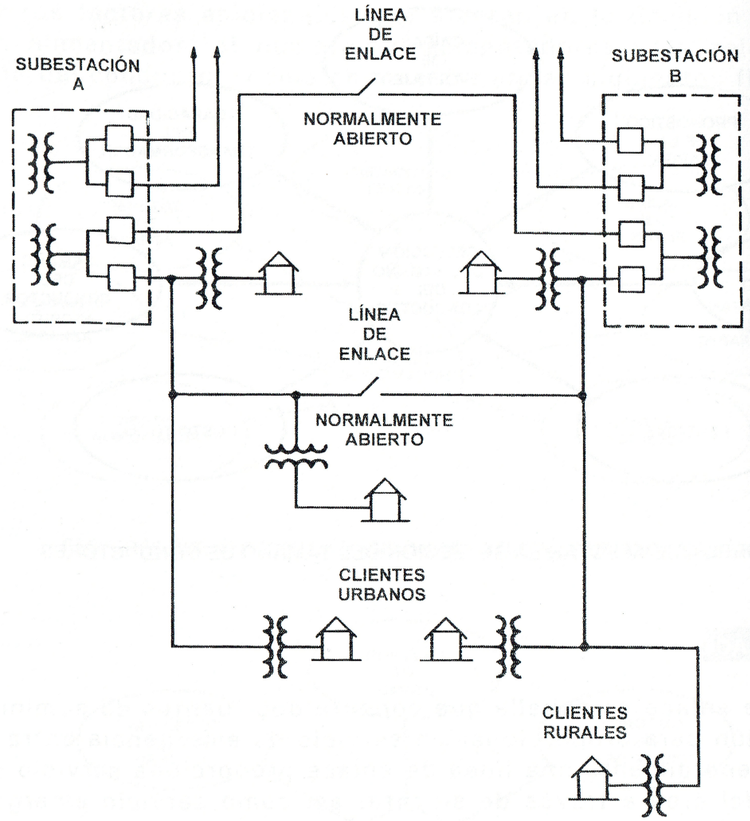



DIAGRAMA UNIFILAR DE DOS SUBESTACIONES TÍPICAS CON LÍNEAS DE ENLACE

## 5.5 ELEMENTOS DE CÁLCULO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

El cálculo eléctrico de las redes de distribución, es la fase del proyecto que sigue a la selección del arreglo de la red y de las condiciones de operación (criterios de reserva en condiciones de emergencia, etc.), se refiere tradicionalmente al dimensionamiento eléctrico de las componentes y comprende la selección de las



secciones de los conductores y de las especificaciones de los equipos, para tal fin son necesarios:

a) La determinación de los flujos de potencia y de las corrientes en condiciones normales y de sobrecarga.

b) El cálculo de la caída de tensión y de las pérdidas de energía.

c) El cálculo de la corriente de cortocircuito.

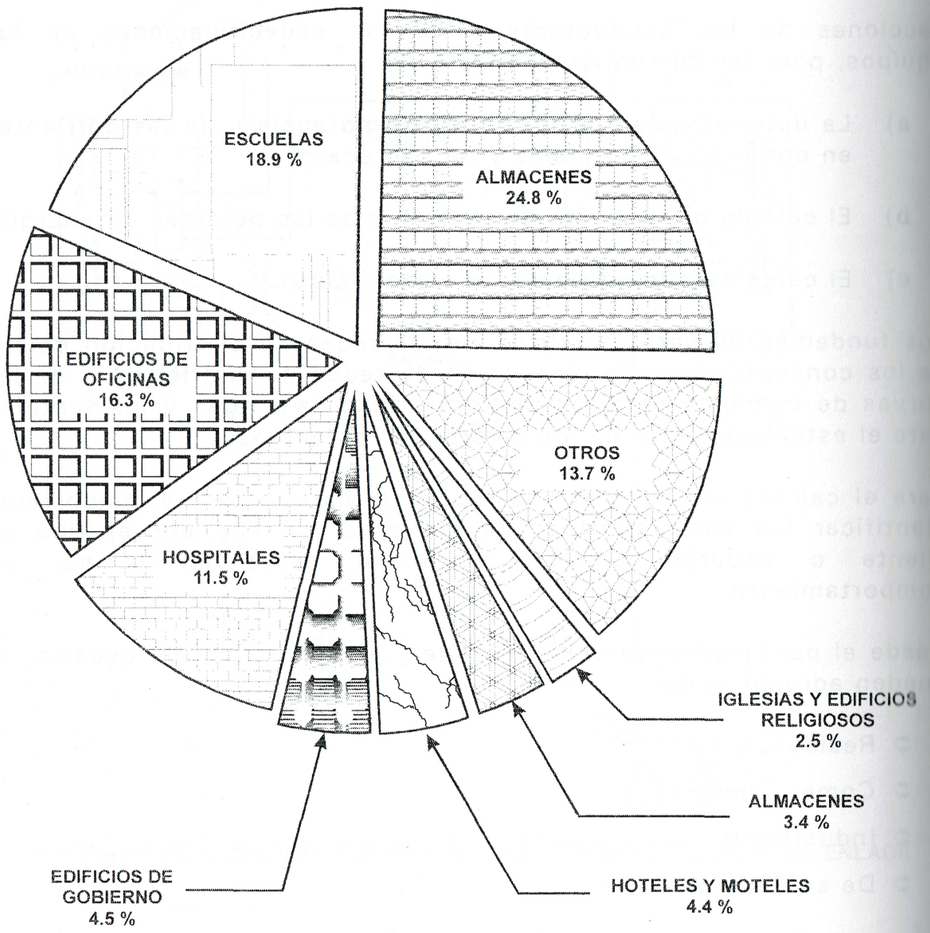
Los fundamentos para el cálculo de las redes de distribución parten de los conceptos para la planeación de redes de distribución, de las curvas de demanda para los distintos tipos de cargas y los factores para el establecimiento de los valores de las cargas.

Para el cálculo eléctrico de las redes de distribución, es importante identificar las características de la carga, ya sea por el tipo de cliente o usuario, por su variación estacional o por su comportamiento.

Desde el punto de vista del patrón de consumo y tipo de usuario, se pueden agrupar como:

- Residenciales.
- Comerciales.
- Industriales.
- De servicio público.

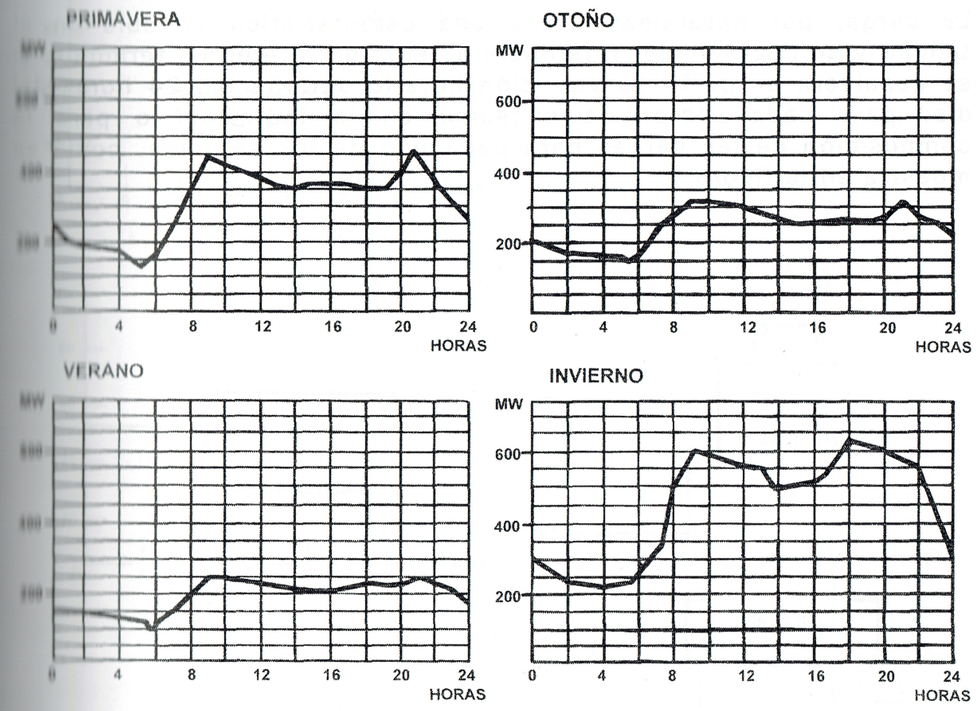
Un ejemplo de la composición de las cargas por tipo de usuarios, se da en la siguiente figura; este tipo de información es útil para dar el tratamiento adecuado cuando se trata también el problema de la calidad.




La distribución de la carga estacional se da principalmente en aquellos lugares en que las condiciones climatológicas tienen cambios importantes, y entonces se puede tener, por ejemplo en el verano, altas temperaturas que requieran del uso casi continuo del aire acondicionado, mientras que en el invierno no, esto plantea consumos distintos simplemente por aspectos estacionales, que se deben considerar en el proyecto de las redes de distribución.



Un ejemplo de la variación de la carga, se muestra en la siguiente figura:



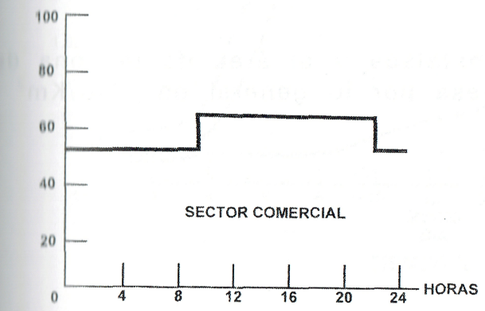

VARIACIÓN ESTACIONAL DE LA CARGA

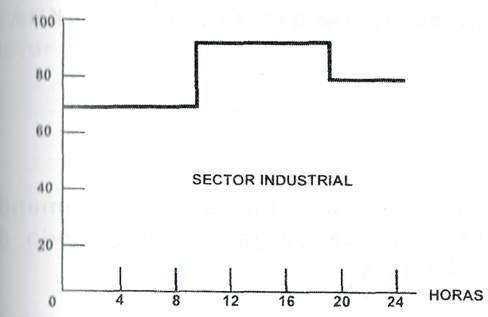
**La demanda** se refiere al uso instantáneo de la potencia eléctrica que es demandada por una carga y se define en forma empírica por la potencia activa, reactiva y aparente, o bien una combinación de estas cantidades. Dependiendo del tamaño de las cargas, la potencia activa se puede expresar en KW o MW, o bien en KVA o MVA.

La cantidad de potencia consumida por una carga durante un lapso de tiempo específico, se expresa habitualmente en KW-h o MW-h y se conoce como la energía eléctrica, por ejemplo, una demanda de 100 KW durante 1 minuto consume o usa una energía de:

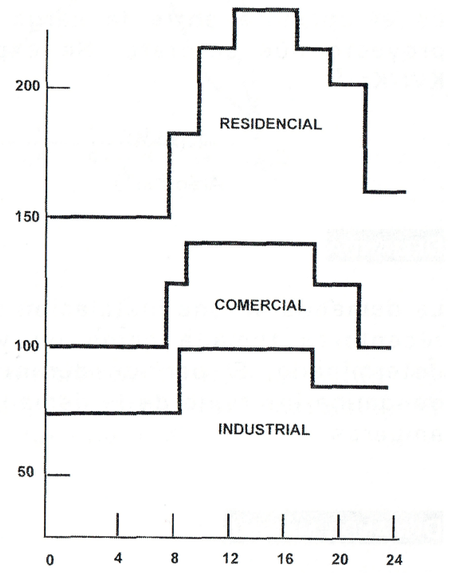
$$100 \times \frac{1}{60} = 1.66$$

La carga, por naturaleza, tiene una característica variable en el tiempo y se puede hacer referencia a ésta con diferentes términos, si se considera un perfil de variación horario durante las 24 horas del día, para cada sector de consumo en lo individual o para la composición de las cargas para cada uno de los sectores, como se muestra en la figura:




A) CURVAS POR TIPO DE CARGAS EN UNA SUBESTACIÓN




B) CURVA DE CARGA PARA LA CARGA TOTAL EN UNA SUBESTACIÓN

COMPOSICIÓN TOTAL DE LA CARGA EN FORMA HORARIA

## 5.6 DEFINICIONES

### CARGA INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los servicios conectados en una zona determinada, se expresa por lo general en KVA, KW, MVA o MW.

$$Ci = \sum KW$$

### DENSIDAD DE CARGA

Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto que se trate. Se expresa por lo general en KVA/$Km^2$ o KW/$Km^2$

$$D_C = \frac{Ci(KVA)}{Área(Km^2)}$$

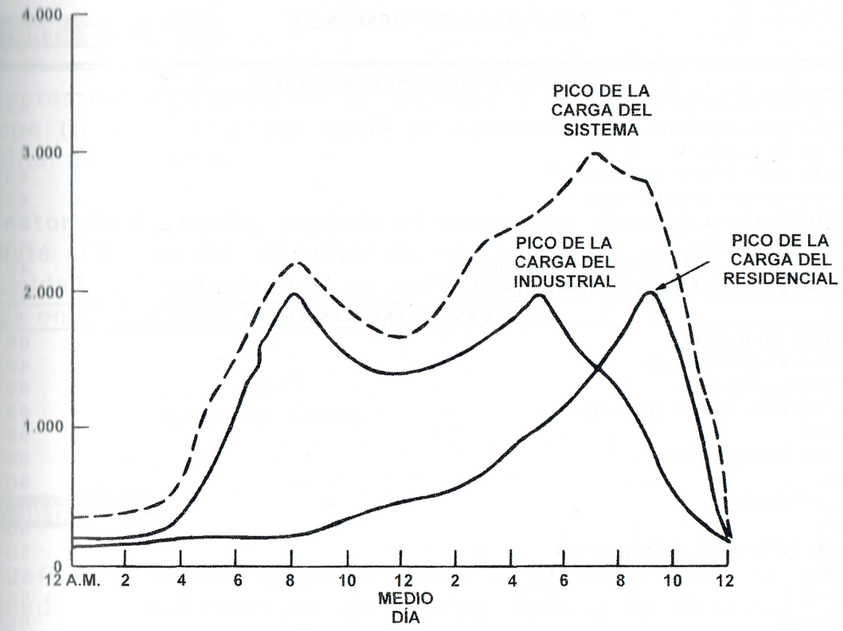
### DEMANDA

La demanda en una instalación eléctrica es la carga en las terminales receptoras tomada como un valor medio en un lapso de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de la demanda. Se puede expresar en KW, KVA o amperes.

### DEMANDA MÁXIMA

Se conoce como demanda máxima de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga en un período de tiempo establecido, por ejemplo, 24 horas.






### FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga, es el cociente entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que uno.

$$F_D = \frac{Dmáx(t)}{Ci}$$

## FACTORES DE DEMANDA

| CARGAS SERVICIOS HABITACIONALES | |
|---|---|
| Asilos y casas de salud | 45% |
| Asociaciones civiles | 40% |
| Casas de huéspedes | 45% |
| Servicios de edificio residencial | 40% |
| Estacionamiento o pensiones | 40% |
| Hospicios y casas de cuna | 40% |
| Iglesias y templos | 45% |
| Servicio residencial s/aire acondicionado | 40% |
| Servicio residencia c/aire acondicionado | 55% |
| **CARGAS COMERCIALES** | |
| Tiendas y abarrotes | 65% |
| Agencias de publicidad | 40% |
| Alfombras y tapetes | 65% |
| Almacenes de ropa y bonetería | 65% |
| Armerías | 55% |
| Artículos fotográficos | 55% |
| Bancos | 50% |
| Baños públicos | 50% |
| Bazares | 50% |
| Boticas, farmacias y droguerías | 50% |
| Cabarets | 50% |
| Cafeterías | 55% |
| Camiserías | 65% |
| Casas de moda | 65% |
| Centros comerciales, tiendas de descuento | 65% |
| Colegios | 40% |
| Dependencias de gobierno | 50% |
| Embajadas, consulados | 40% |
| Gasolineras | 45% |
| Imprentas | 50% |
| Jugueterías | 55% |
| Papelerías | 50% |
| Mercados y bodegas | 50% |
| Molinos de nixtamal | 70% |
| Ópticas | 55% |
| Panaderías | 40% |
| Peluquerías y salas de belleza | 40% |
| Restaurantes | 60% |
| Teatros y cines | 50% |
| Zapaterías | 60% |
| **EQUIPOS DE FUERZA** | |
| Hornos de arco e inducción | 100% |
| Soldaduras de arco y resistencia | 60% |
| Motores para bombas, compresoras, elevadores, máquinas-herramientas y ventiladores | 60% |
| Motores para operaciones semicontínuas en fábricas y plantas de proceso | 70% |
| Motores para operaciones continuas, tales como fábricas textiles | 80% |



## FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (t) es el cociente entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

El **factor de demanda**, expresa el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de la carga en el intervalo de tiempo considerado.

$$F_U = \frac{D_M(t)}{Capacidad\ \ instalada}$$

## FACTOR DE CARGA

Se define el factor de carga como el cociente entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.

$$F_C = \frac{D_M}{D_{MÁX}}$$

El valor de DMÁX es instantáneo

## FACTOR DE DIVERSIDAD

Cuando se diseña un alimentador para un consumidor, se debe tomar siempre en cuenta la demanda máxima, debido a que ésta impondrá al cable condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo, cuando se alimenta más de un consumidor por un mismo alimentador, se debe tomar en consideración el concepto de diversidad de cargas, ya que sus demandas no coinciden en el tiempo.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo, se establece por medio del factor de diversidad, que se define como el cociente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto, es decir:

$$Fd \geq 1$$

El factor de diversidad se puede expresar como:

$$Fd = \frac{\sum_{i=1}^{n} Dm}{D_{máx}}$$

Este factor se puede aplicar a distintos niveles del sistema, es decir, entre consumidores conectados a un mismo alimentador, o bien entre transformadores de un mismo alimentador o entre alimentadores provenientes de una misma fuente o subestación de distribución, o en todo caso, entre subestaciones eléctricas de un mismo sistema de distribución, por lo que resulta importante establecer el nivel en el que se quiere calcular o aplicar el factor de distribución (Fd).

## FACTOR DE COINCIDENCIA

Se define este factor como el recíproco del Factor de distribución.

$$F_{CO} = \frac{1}{Fd}$$

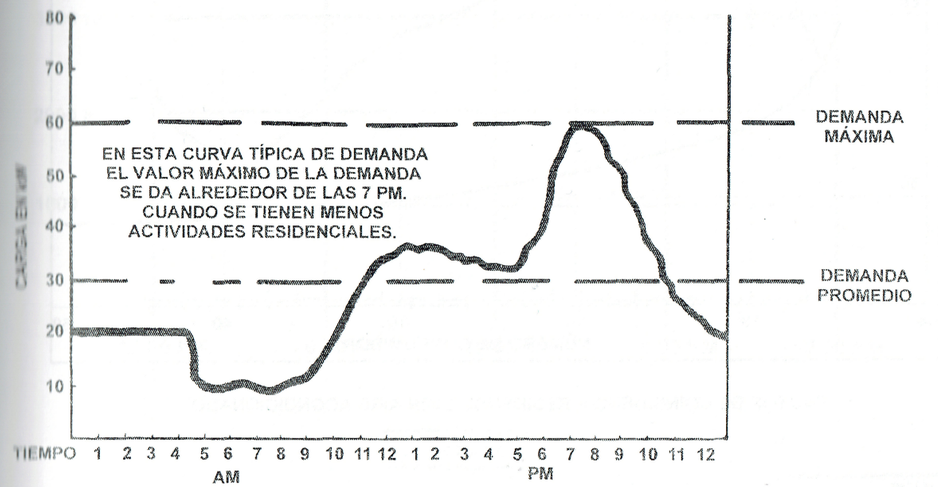
**ALGUNOS FACTORES DE DIVERSIDAD Y COINCIDENCIA USADOS EN LA PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

| EQUIPO/SISTEMA | Fd | FCO |
|---|---|---|
| Entre transformadores | 1.2 - 1.35 | 0.74 - 0.83.3 |
| Entre alimentadores primarios | 1.08 - 1.2 | 0.83 - 3.92.5 |
| Entre S.E. de distribución | 1.05 - 1.25 | 0.80 - 0.95.5 |

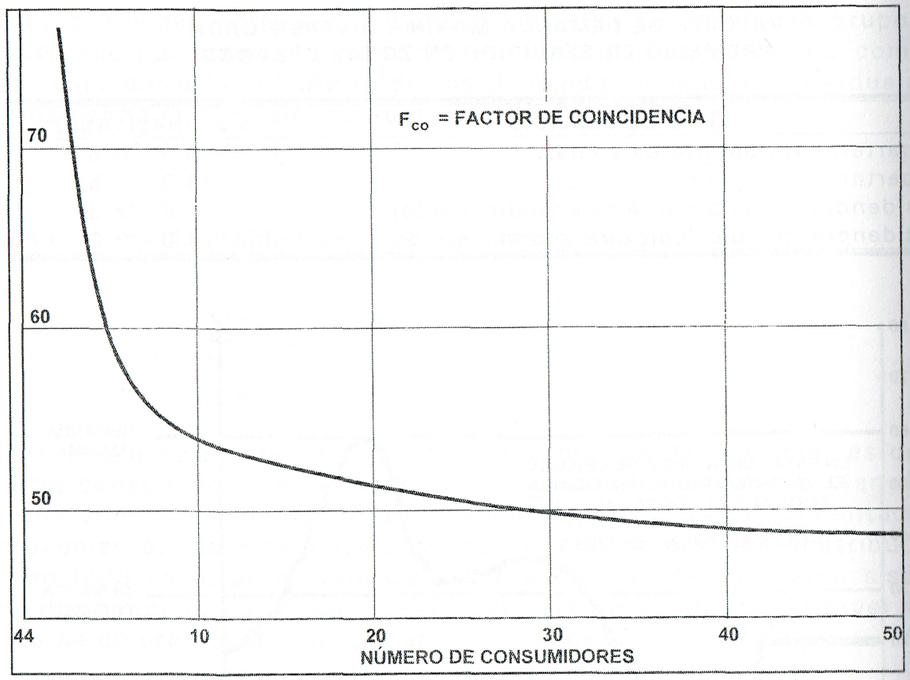


**VALORES DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PROMEDIO EN SERVICIOS EN ZONAS URBANAS**

| TIPO DE SERVICIO | kVA/HABITACIÓN |
|---|---|
| Departamento de interés social | 0.3 - 0.6 |
| Departamento medio | 0.6 - 1.5 |
| Residencial de lujo (sin aire acondicionado) | 1.5 - 2.5 |
| Residencial de lujo (con aire acondicionado) | 4.0 - 5.0 |




$$\text{FACTOR DE CARGA} = \frac{\text{DEMANDA PROMEDIO}}{\text{DEMANDA MÁXIMA}}$$




FACTOR DE COINCIDENCIA RESIDENCIAL SIN AIRE ACONDICIONADO

### Ejemplo

Para el perfil de carga mostrado en la figura, si se supone que la demanda es indicada para un período de 15 minutos, calcular:

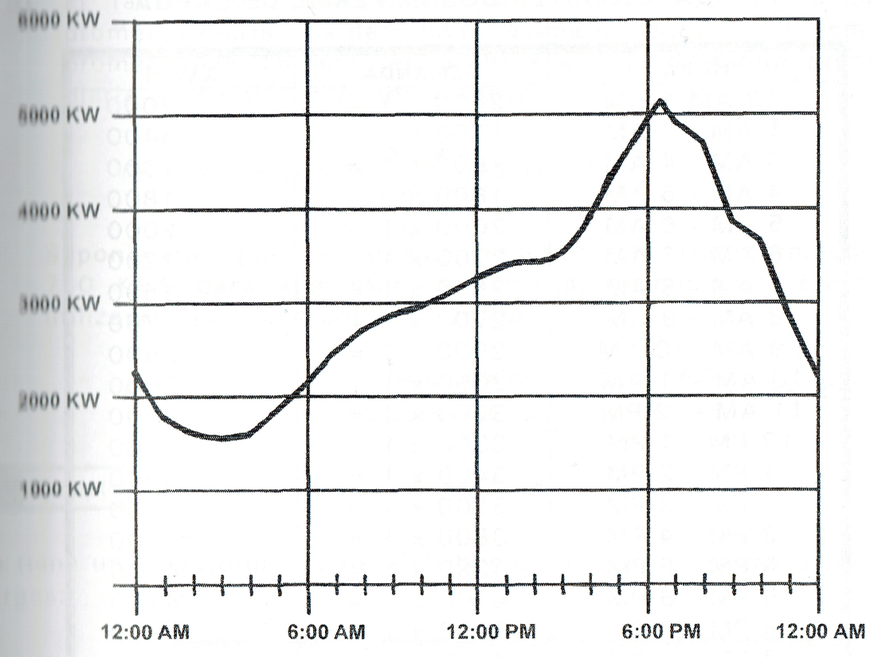
**a)** La demanda diaria promedio.

**b)** La demanda máxima promedio usando un intervalo de 1 hora.

**c)** La demanda promedio usando un intervalo de demanda de 15 minutos.

**d)** El factor de carga diaria.






### Solución

a) Del perfil de carga se pueden obtener demandas promedio aproximadas para intervalos de tiempo seleccionados, el área bajo el perfil de la curva se puede determinar multiplicando las demandas aproximadas por sus respectivos intervalos de tiempo, el resultado es los KW-H totales consumidos durante el intervalo de tiempo y el valor total de los KW Hs consumidos durante el día es igual a la suma de los KW Hs consumidos durante el día en forma individual.

La demanda promedio diaria, se calcula dividiendo los KW Hs totales diarios por el intervalo de 24 horas, de los datos de la curva, se puede entonces elaborar la siguiente tabla:

**DATOS OBTENIDOS EL PERFIL DE CARGA**

| HORA | DEMANDA | KW H |
|---|---|---|
| 12 AM-1 AM | 2000 x 1 = | 2000 |
| 1 AM - 3 AM | 1700 x 1 = | 3400 |
| 3 AM - 4 AM | 1600 x 1 = | 1600 |
| 4 AM - 5 AM | 1800 x 1 = | 1800 |
| 5 AM - 6 AM | 2000 x 1 = | 2000 |
| 6 AM - 7 AM | 2200 x 1 = | 2200 |
| 7 AM - 8 AM | 2500 x 1 = | 2500 |
| 8 AM - 9 AM | 2700 x 1 = | 2700 |
| 9 AM -10 AM | 2900 x 1 = | 2900 |
| 10 AM -11 AM | 3000 x 1 = | 3000 |
| 11 AM - 2 PM | 3200 x 1 = | 3200 |
| 12 PM - 1 PM | 3300 x 1 = | 3300 |
| 1 PM - 2 PM | 3400 x 1 = | 3500 |
| 2 PM - 3 PM | 3500 x 1 = | 3400 |
| 3 PM - 4 PM | 3800 x 1 = | 3800 |
| 4 PM - 5 PM | 4200 x 1 = | 4200 |
| 5 PM - 6 PM | 4700 x 1 = | 4700 |
| 6 PM - 7 PM | 5000 x 1 = | 5000 |
| 7 PM - 8 PM | 4800 x 1 = | 4800 |
| 8 PM - 9 PM | 4200 x 1 = | 4200 |
| 9 PM-10 PM | 3800 x 1 = | 3800 |
| 10 PM-11 PM | 3200 x 1 = | 3200 |
| 11 PM-12 AM | 2500 x 1 = | 2500 |
| | | Total 73,700 |

$$\text{Demanda promedio} = \frac{73{,}700 Kwh}{24h} = 3070.8 Kw$$

**b)** La máxima demanda de 1 hora es de aproximadamente 5000 KW y ocurre entre las 6.00 PM las 7.00 PM.

**c)** La máxima demanda de 15 minutos, es aproximadamente 5300 KW y ocurre entre las 6.15 PM y 6.30 PM.



**d)** El factor de carga diario es la relación de la demanda promedio diaria a la demanda máxima instantánea, la demanda promedio de 15 min. es 5300 KW y la demanda promedio diaria es 3070.8 KW, por lo tanto:

$$\text{Factor de carga diario} = \frac{3070.8}{5300} = 0.5794$$

Suponiendo que se decide instalar un transformador de 750 KVA para alimentar esta carga, entonces el factor de utilización para el transformador es:

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda pico}}{\text{Capacidad del banco}} x100 = \frac{5300}{7500} x100 = 70\%$$

**Ejemplo**

Se tiene un transformador de distribución que alimenta las siguientes cargas:

| CARGA | DEMANDA EN KVA | CARGA CONECTADA (KVA) |
|---|---|---|
| 1 | 9 | 15 |
| 2 | 14 | 20 |
| 3 | 8 | 12 |
| 4 | 22 | 25 |

Se desea calcular lo siguiente:

**a)** El factor de demanda para cada carga.

**b)** Suponiendo un factor de demanda global de 0.65, estimar la demanda pico en los transformadores de distribución.

**c)** El factor de diversidad para las cuatro cargas.

**d)** El factor de coincidencia para las cuatro cargas.

**Solución**

**a)** El factor de demanda para cada carga es la relación de la demanda entre la carga conectada. Para cada uno de los datos, se calcula como sigue:

| Carga | $\text{Factor de demanda} = \dfrac{\text{Demandada}}{\text{Carga conectada}}$ |
|---|---|
| 1 | $F_D = \dfrac{9}{15} = 0.6$ |
| 2 | $F_D = \dfrac{14}{20} = 0.7$ |
| 3 | $F_D = \dfrac{8}{12} = 0.666$ |
| 4 | $F_D = \dfrac{22}{25} = 0.88$ |
| | $F_{D\ PROMEDIO} = \dfrac{0.6+0.7+0.66+0.88}{4} = 0.71$ |

**b)** La demanda pico estimada:

$$D_{PICO\ ESTIMADA} = Factor\ de\ Demanda\ x\ Carga\ Total\ Conectada$$

$$= 0.71(15+20+12+25) = 51.12\ KVA$$

**c)** El factor de diversidad es la relación de la suma de las demandas individuales entre la demanda pico del grupo total de cargas.

$$Factor\ de\ diversidad = \frac{9+14+8+22}{51.12} = 1.036$$

**d)** El factor de coincidencia es el recíproco del factor de diversidad.



$$Factor\ de\ coincidencia = \frac{1}{Factor\ de\ diversidad} = \frac{1}{1.036} = 0.965$$

## FACTOR DE PÉRDIDAS

Para los fines de evaluación del comportamiento de una red de distribución en la fase de planeación, se deben considerar dos factores importantes:

**El factor de carga**, que se ha definido como el cociente de la demanda promedio en KW o KVA entre la demanda pico, expresada en las mismas unidades. También debe existir una relación entre el factor de carga de un sistema y las pérdidas en el alimentador, o bien la red asociada. Estas pérdidas son más difíciles de calcular, debido a que son la suma de las pérdidas $RI^2$ obtenidas con la corriente pico, pero debido a que esta corriente o valor de corriente varía con el tiempo, se pueden obtener multiplicando las pérdidas en el pico por un factor conocido como **"Factor de Pérdida"**, que se define como:

$$Factor\ de\ pérdidas = \frac{pérdidas\ o\ potencia\ promedio\ en\ un\ tiempo}{máximas\ pérdidas\ en\ el\ \ mismo\ tiempo}$$

Como se ha definido antes:

$$Factor\ de\ carga = \frac{Demanda\ promedio\ en\ KW}{Demanda\ pico\ en\ KW}$$

De estas expresiones, se obtiene una relación empírica:

$$Factor\ de\ pérdidas = 0.15\ Factor\ de\ carga + 0.85\ (Factor\ de\ carga)^2$$

**Ejemplo**

Supóngase que en un alimentador primario de distribución se sabe que los KW de pérdidas en el pico son de 150KW y que el sistema tiene un factor de carga de 0.7. Calcular las pérdidas promedio.

### Solución

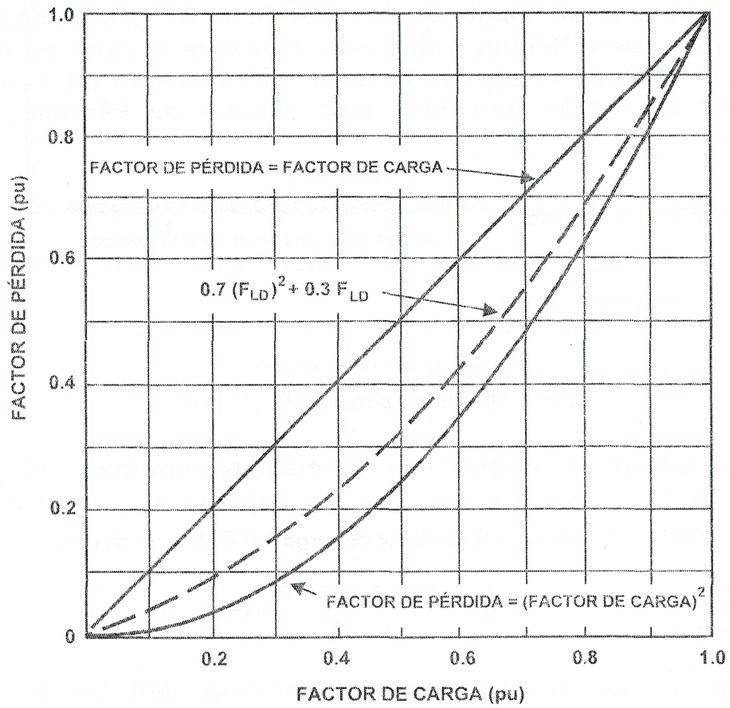
Factor de pérdidas = $0.15 \times 0.7 + 0.85\ (0.7)^2 = 0.5215$

Las pérdidas promedio son:

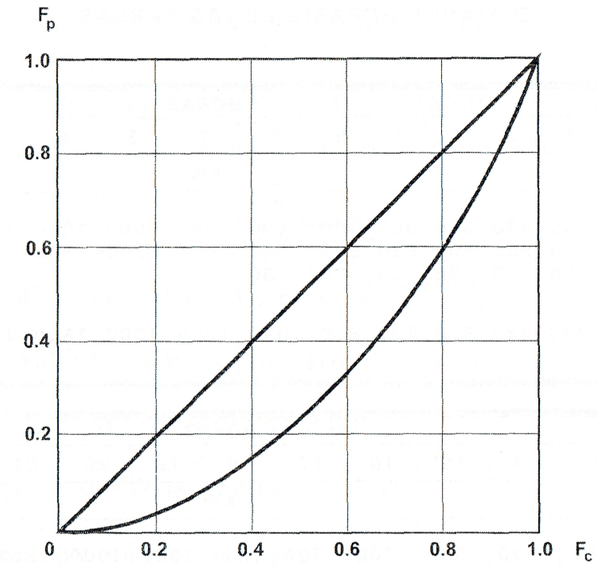
Pérdidas promedio = Factor de pérdidas x pérdidas en el pico

$= 0.5215 \times 150 = 78.23$ KW

En las siguientes figuras, se muestran otras relaciones entre el factor de pérdidas y el factor de carga.






RELACIÓN ENTRE FACTOR DE PÉRDIDA Y EL FACTOR DE CARGA

### Ejemplo

Se alimenta un fraccionamiento por medio de un sistema de distribución subterránea, el fraccionamiento está constituido por cargas residenciales, comerciales y de alumbrado público.

Las cargas y horas de demanda se dan en la tabla siguiente, el alimentador tiene una capacidad de 4 MVA.

El resumen de carga total en KVA por tipo de consumidor se indica también:

DEMANDA HORARIA DE LAS CARGAS

| Tipo | HORAS | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| | KW | | | | | | | | | | | |
| Residencial | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 500 | 700 | 1000 | 1000 | 1000 | 700 | kW 700 |
| Comercial I. | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 800 | 800 | 1200 | 1200 | 1200 |
| Público | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Total kW | 830 | 830 | 830 | 830 | 830 | 1030 | 1200 | 1800 | 1800 | 2200 | 1900 | 1900 |

| Tipo | HORAS | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| | KW | | | | | | | | | | | |
| Residencial | 500 | 500 | 500 | 700 | 700 | 700 | 1000 | 1000 | 1200 | 1200 | 300 | 300 |
| Comercial I. | 1200 | 1200 | 1000 | 1000 | 1000 | 1400 | 1400 | 1450 | 1400 | 1200 | 500 | 500 |
| Público | --- | --- | --- | --- | --- | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Total kW | 1700 | 1700 | 1500 | 1700 | 1700 | 2130 | 2430 | 2480 | 2630 | 2230 | 830 | 830 |

CARGA POR TIPO DE CONSUMIDOR

| Tipo | Carga | F |
|---|---|---|
| Residencial | 2.000 | 0.9 |
| Comercial | 1.500 | 0.8 |
| I.P. | 30 | 1.0 |
| Total: | 3.530 | 0.9 |

Se desean determinar las siguientes características de la carga:

**a)** Las demandas máximas individuales.

**b)** La demanda máxima del fraccionamiento.

**c)** El factor de demanda de cada carga y del fraccionamiento.

**d)** El factor de utilización del cable.



**e)** El factor de carga de cada tipo de carga y del fraccionamiento.

**f)** El factor de coincidencia del alimentador.

**g)** El factor de pérdidas de cada carga y del fraccionamiento.

Solución

**a)** Demandas máximas individuales.

De la tabla de demanda horaria de las cargas:

La demanda máxima residencial:

$D_{MR} = 1200\,KW$ *ocurre entre 21 y 22 horas*

La demanda máxima comercial:

$D_{MC} = 1.450\,KW$ *se presenta a las 20 horas*

La demanda máxima del alumbrado público:

$D_{MAP} = 30\,KW$ *de 18 horas a 6 horas*

**b)** La demanda máxima del fraccionamiento:

De la misma tabla de demanda horaria de las cargas, en el renglón correspondiente al total en KW, se observa que ocurre a las 21 horas y es:

$D_{MFRACC} = 2630\ KW$

**c)** Factores de demanda:

El residencial:

$$F_{dr} = \frac{1200}{2000} = 0.6$$

El comercial:

$$F_{dc} = \frac{1450}{1500} = 0.966$$

El alumbrado público:

$$F_{dap} = \frac{30}{30} = 1$$

El factor de demanda del fraccionamiento:

$$F_{dfracc} = \frac{2630}{3530} = 0.745$$

**d)** El factor de utilización del cable:

$$F_U \frac{2630}{4000 \times 0.9} = 0.73$$

**e)** Los factores de carga:

Para la carga residencial:

$$Fcr = \frac{300 \times 7 + 500 \times 4 + 700 \times 6 + 1000 \times 5 + 1200 \times 2}{1200 \times 24} = \frac{15700}{28800}$$

$$F_{Cr} = 0.545$$



- El tipo de carga.

  Puede ser residencial, comercial, industrial o mixta.

- La densidad de la carga (KVA o Mva/$Km^2$).
- La localización geográfica de la carga.
- La forma geométrica de la expansión de la carga.
- La continuidad del servicio y el grado de confiabilidad requerido.
- La tasa o índice de crecimiento.
- Los criterios de operación.
- La mano de obra disponible para la construcción y para la operación de la red.
- El costo.

Anteriormente se ha planteado que los principales arreglos o estructuras de las redes de distribución aéreas, son los llamados **sistema radial** y **sistema en anillo**, habiendo un tercer caso, que es una combinación de éstos.

Para las redes de distribución subterránea existen dos tipos fundamentales: **radial y paralelo**.

Un sistema de operación radial es, por definición, aquél en el que el flujo de potencia tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga. En este tipo de sistema, una falla de cualquier parte o componente de la red da lugar a una interrupción del servicio.

Los sistemas de operación **en paralelo** tienen más de una trayectoria del flujo de potencia que alimenta a los consumidores, estos

sistemas se emplean principalmente en redes de baja tensión debido principalmente a su alto costo y complejidad de operación.

## ESTRUCTURAS TOPOLÓGICAS DE MEDIANA TENSIÓN

Se recomienda aplicar este tipo de red en zonas de baja densidad de carga, del orden de 6 MVA/Km$^2$, su estructura está formada por cables que alimentan en forma radial a la subestación eléctrica. Su principal ventaja es su bajo costo y simplicidad de operación, y su principal desventaja es su baja confiabilidad (una falla en la troncal, produce una interrupción).

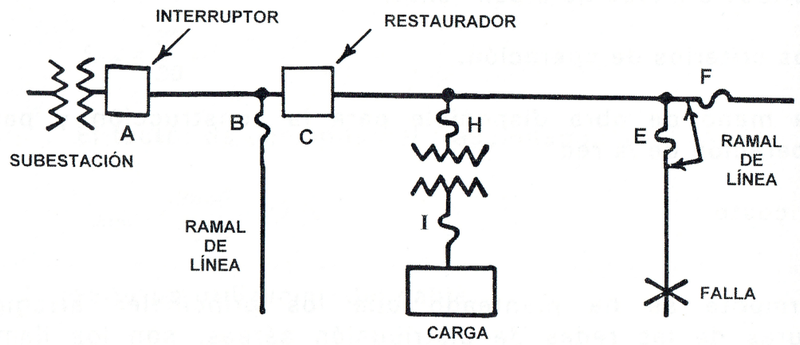



DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELEMENTAL

## ESTRUCTURA EN ANILLO, RADIAL SUBTERRÁNEA

En esta estructura se tienen circuitos de igual sección, que pueden estar derivados de una o varias fuentes de alimentación. Se aplica por lo general en zonas con tasas de crecimiento bajas y densidad de carga en el rango de 5-15 MVA/Km$^2$, como por ejemplo, los fraccionamientos o conjuntos habitacionales; la operación debe ser en forma de anillo abierto, es decir, el circuito no se debe cerrar durante la operación normal.



Para la carga comercial:

$$F_{CC} = \frac{500 \times 9 + 800 \times 2 + 1200 \times 6 + 1000 \times 3 + 1400 \times 3 + 1450 \times 1}{1450 \times 24}$$

$$F_{CC} = \frac{21950}{34800} = 0.630$$

Para el alumbrado público:

$$F_{Capub} = \frac{1 \times 13 \times 30}{30 \times 24} = 0.541$$

El factor de carga para el fraccionamiento:

$$F_{Fracc} = \frac{15700 + 21950 + 390}{2630 \times 24} = 0.60$$

f) El factor de coincidencia:

$$F_{CO} = \frac{2630}{1200 + 1450 + 30} = \frac{2630}{2680} = 0.98$$

g) El factor de pérdidas por cada tipo de carga y para el fraccionamiento en general:

Aplicando para este tipo de fraccionamientos una expresión como la siguiente:

$$F_P = 0.3\, F_C + 0.7\, (F_C)^2$$

Para la carga residencial:

$$F_{Pr} = 0.3 \times 0.545 + 0.7(0.545)^2 = 0.371$$

Para la carga comercial:

$$F_{PC} = 0.3 \times 0.63 + 0.7(0.63)^2 = 0.466$$

Para el alumbrado público:

$$F_{Pap} = 0.3 \times 0.541 + 0.7(0.541)^2 = 0.367$$

El factor de pérdidas para el fraccionamiento en general:

$$F_{Pfracc} = 0.3 \times 0.6 + 0.7(0.6)^2 = 0.432$$

## 5.7 LA ESTRUCTURA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Un sistema de distribución, se puede dividir básicamente en las siguientes tres componentes:

1. La subestación de distribución.
2. La distribución primaria.
3. La distribución secundaria.

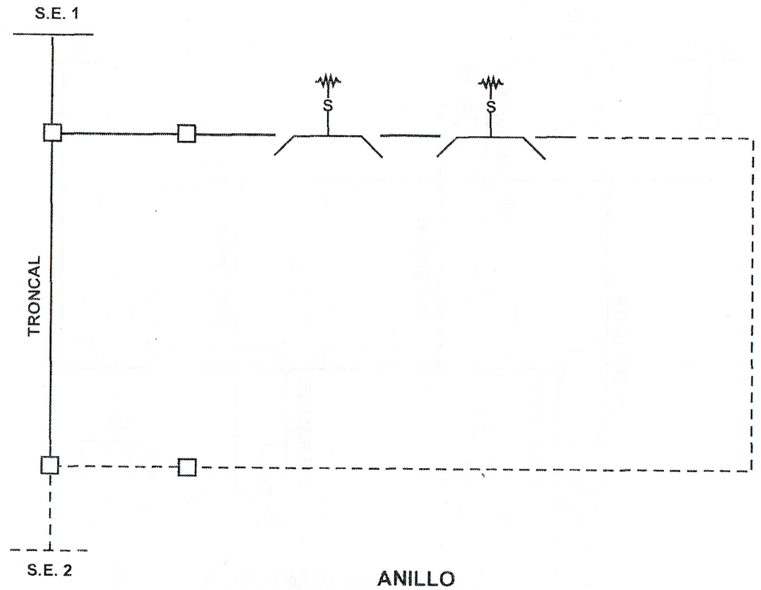
Aún cuando un diagrama unifilar es muy simplificado, se puede observar que un sistema de distribución consiste de una amplia variedad de niveles de voltaje, componentes, cargas e interconexiones, más que las que tiene un sistema de transmisión.

La forma de las estructuras topológicas adecuadas para el desarrollo de un sistema de distribución aéreo o subterráneo, desempeña un papel muy importante desde la planeación, ya que influye directamente en la operación, en el costo y la confiabilidad de la red.

Los parámetros relevantes que determinan la estructura de una red topológica son:



En la siguiente figura, se muestra el esquema básico de alimentación en anillo con dos puntos de alimentación, en las subestaciones S.E.1 y S.E.2.



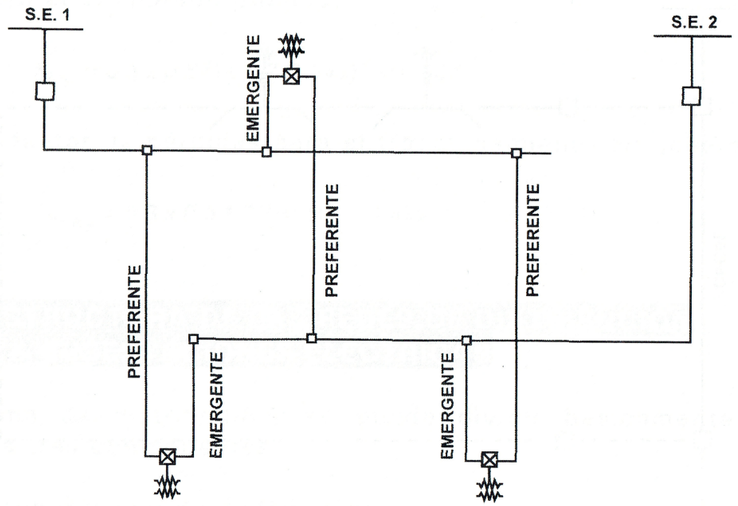

ANILLO

### ESTRUCTURA CON PRIMARIO CON DOBLE ALIMENTACIÓN

Este tipo de estructura topológica se lleva a cabo en zonas con grandes cargas concentradas, por ejemplo, cargas de tipo turístico, cargas industriales, o bien grandes centros comerciales cuya característica de expansión o crecimiento sea alargada. Un ejemplo de este tipo de cargas, pueden ser las zonas hoteleras, y se aplica por lo general en donde la continuidad del servicio sea importante. Su rango de aplicación es amplio, pues va desde los 5 KVA/Km$^2$ hasta 30 KVA/Km$^2$.

La operación se hace a base de un esquema de alimentación preferente y emergente, con transferencias manuales y automáticas.

Cuando sale un alimentador, los servicios llamados **preferentes** se pasan a otro alimentador que actúa como **emergente**, esta transferencia de carga o alimentadores, se puede hacer en forma automática y sólo toma unos cuantos ciclos.



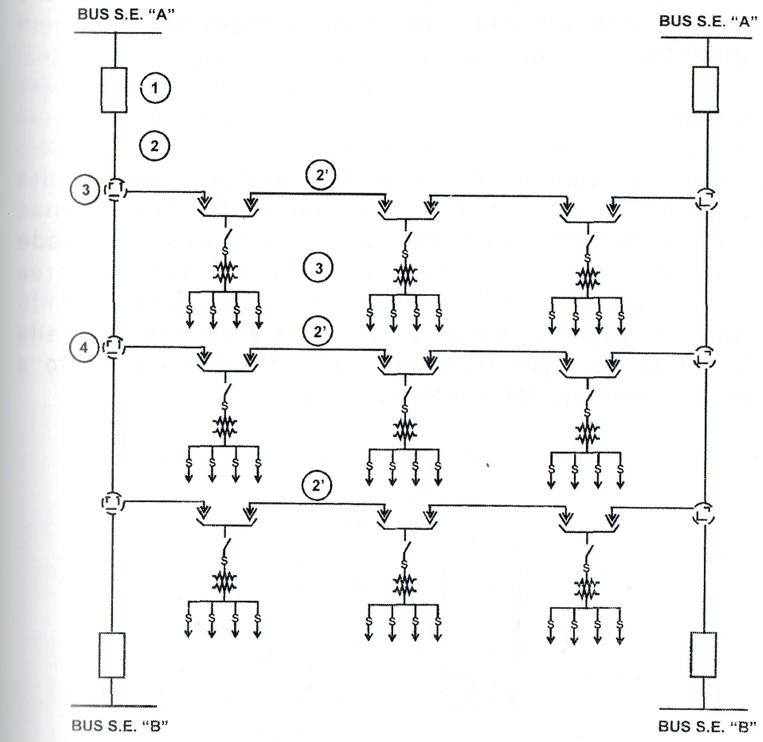

DOBLE ALIMENTACIÓN

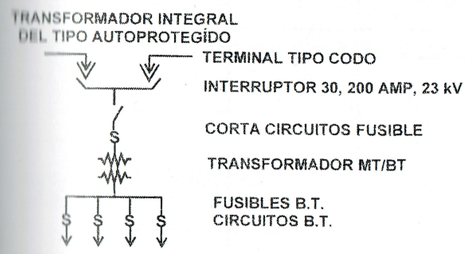
## ESTRUCTURA CON ALIMENTADORES SELECTIVOS

Cuando existen zonas de crecimiento en la demanda rápido y densidades de carga mayores de 15 MVA/Km$^2$, alimentando conjuntos habitacionales o zonas de edificios altos con grandes concentraciones de carga, este tipo de estructuras es recomendable. Está constituida por cables troncales de la misma sección, que salen normalmente de subestaciones primarias distintas, de cada troncal se derivan los ramales o subtroncales que las interconectan, de acuerdo a un esquema con alimentación doble, y energizan a transformadores localizados en los puntos de carga, tienen la ventaja de que cuando ocurre una falla en una troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento que están instalados en los mismos transformadores



permiten efectuar las transferencias de carga necesarias, de manera que se pueda transferir al alimentador troncal adyacente.




1.- INTERRUPTOR EN LA S.E. DE DISTRIBUCIÓN
2.- CABLE 23PT 2' CABLE 23TC
3.- INTERRUPTOR TRIPOLAR PARA OPERACIÓN CON CARGA
4.- DERIVACIÓN DE TRES VÍAS DE TIPO MODULAR

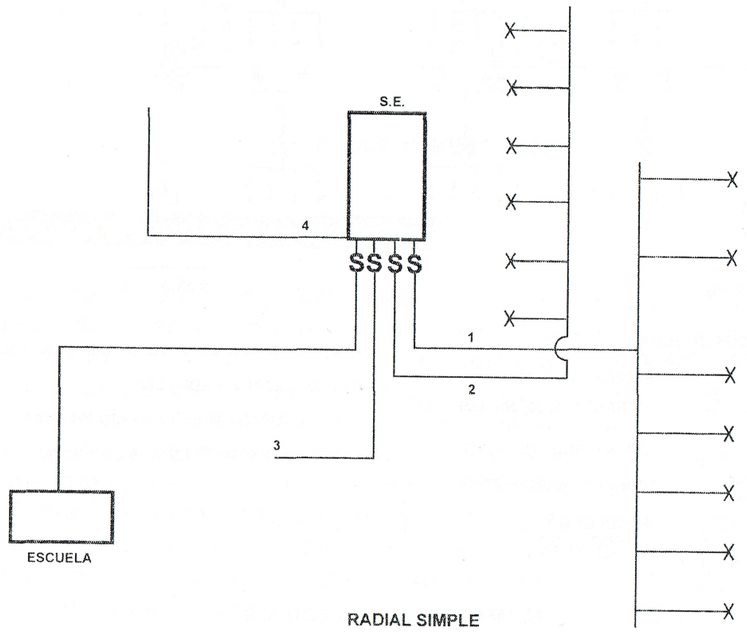
ALIMENTADORES SELECTIVOS

## ESTRUCTURAS TOPOLÓGICAS PARA BAJA TENSIÓN

La distribución subterránea en baja tensión, tiene también una estructura topológica que permite una operación confiable y obedece a criterios de diseño económico. Algunas de estas estructuras de uso común son las siguientes:

### ESTRUCTURA RADIAL SIMPLE

Este tipo de estructura es sencilla de instalar y su operación resulta económica, se aplica por lo general en zonas habitacionales o zonas comerciales que se consideren como no muy importantes, se puede aplicar como dispositivo de protección los interruptores termomagnéticos de baja tensión. Esta estructura, aún cuando resulta relativamente económica, tiene la desventaja de que una falla en los circuitos o salida del transformador, deja fuera de servicio a los clientes que están después del punto de falla.



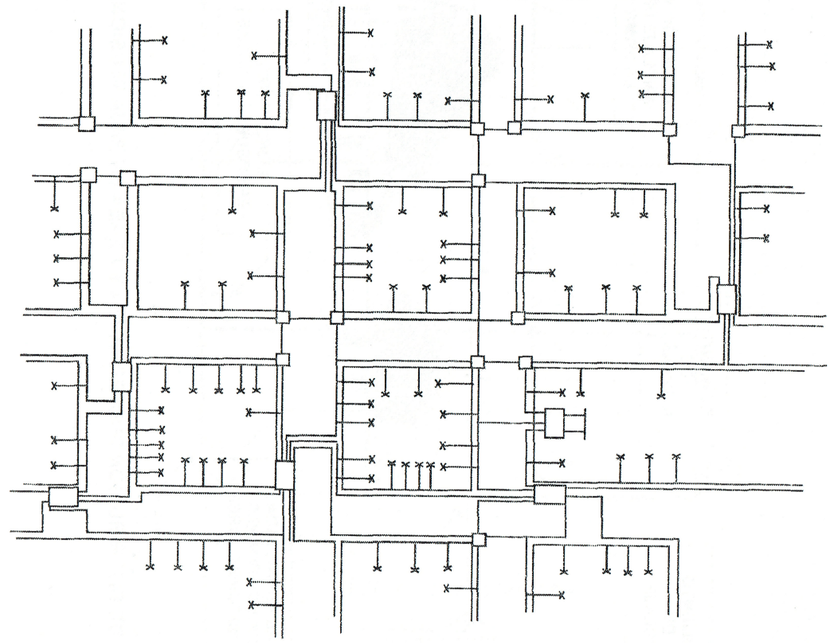

RADIAL SIMPLE



### ESTRUCTURA RADIAL INTERCONECTADA

Este tipo de estructura, se usa preferentemente en zonas habitacionales o comerciales consideradas como de tipo medio, donde la continuidad es importante. Tiene la ventaja de que permite transferir carga de baja tensión de un alimentador a otro usando las cajas o buses de seccionamiento, con lo cual es posible dar libranzas para mantenimiento, la protección se puede hacer con interruptores termomagnéticos de baja tensión, o bien con fusibles.

RADIAL INTERCONECTADA



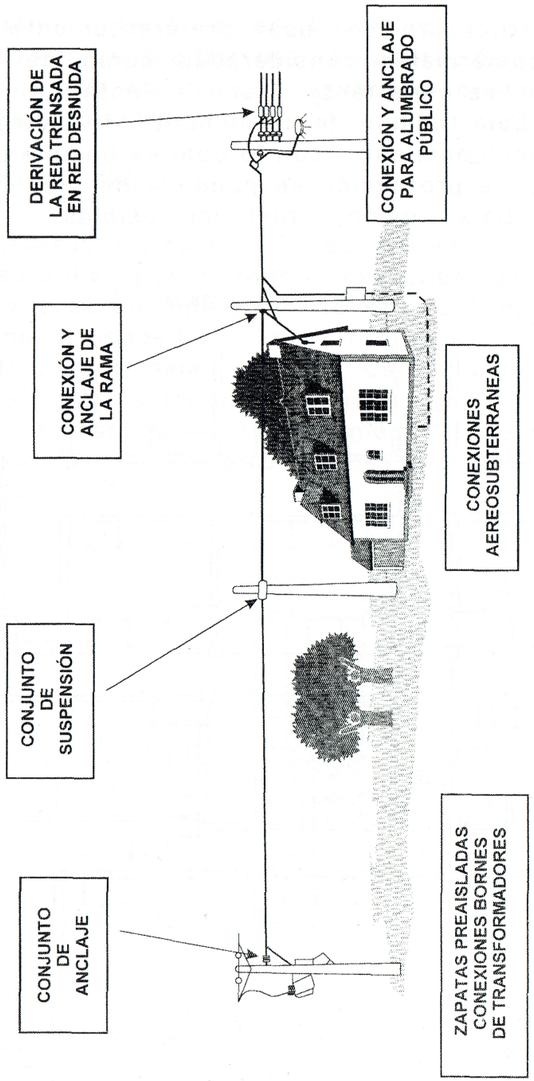
SIMBOLOGÍA

S.E. M.T. / B.T.

ACOMETIDA

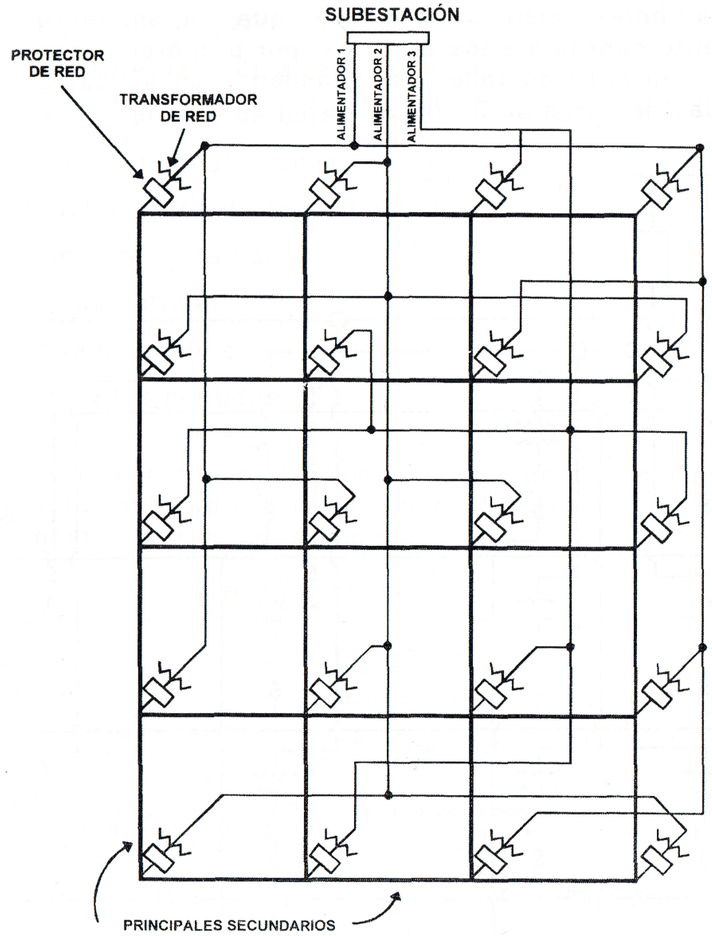
CABLE DE BAJA TENSIÓN TRIFÁSICO

ELEMENTO DE SECCIONAMIENTO




USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA Y AÉREA EN BAJA TENSIÓN, MOSTRANDO LOS HERRAJES USADOS



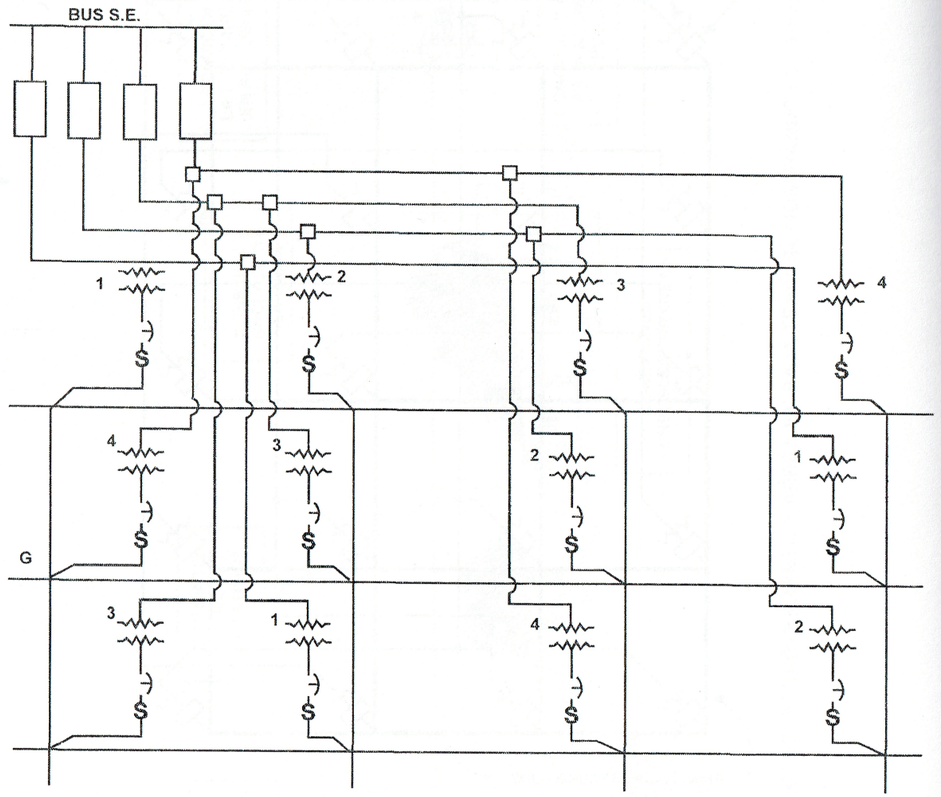



RED TÍPICA SECUNDARIA

## RED MALLADA DE BAJA TENSIÓN O RED AUTOMÁTICA

Este sistema de distribución es la solución que se adopta en las unidades que tienen alta densidad de población, debido a que ofrece un grado de confiabilidad elevado en comparación con las estructuras

topológicas antes mencionadas, ya que garantiza un servicio prácticamente continuo a los usuarios, por proporcionar trayectorias alternativas en caso de falla. Se recomienda su aplicación en zonas con densidad de carga de 30 MVA/Km$^2$.




RED MALLADA DE BAJA TENSIÓN

## 5.8 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución, se alimenta a través de las subestaciones de distribución, éstas por lo general están diseñadas con base a criterios normalizados, apoyados en ciertas consideraciones como las siguientes:



- La densidad de carga.
- El voltaje en el lado de alta tensión.
- El voltaje en el lado de baja tensión.
- La disponibilidad del terreno.
- Los requerimientos de confiabilidad.
- El crecimiento de la carga.
- La caída de voltaje.
- Las condiciones de emergencia.
- El costo de las pérdidas.

El diagrama unifilar típico de una subestación, se muestra en la siguiente figura, que representa, en cierto modo, un esquema típico para una subestación tipo distribución.




DIAGRAMA UNIFILAR TÍPICO PARA UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

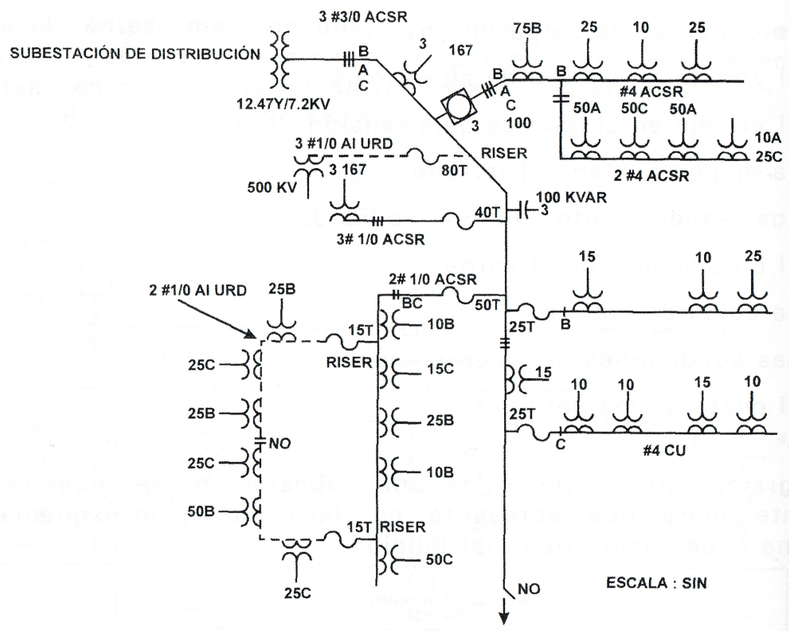
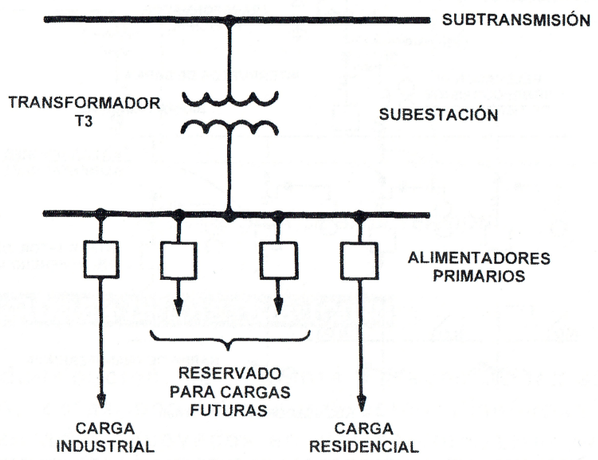



DIAGRAM A UNIFILAR DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN






En general para una subestación de tipo subtransmisión o de distribución, se adoptan los mismos criterios generales de diseño que para las subestaciones de potencia en general, específicamente en lo que al arreglo de barras y disposición de equipo se refiere.

Existen algunas características que establecen los criterios particulares del diseño de una subestación, como es, por ejemplo, el nivel de la corriente de cortocircuito en el sitio de su instalación y también los conceptos generales a considerar en la ingeniería básica para el diseño de la subestación, como son los que se indican a continuación.

- El arreglo de barras de la subestación.
- Capacidad en los transformadores y su tipo de enfriamiento de acuerdo al ciclo de carga esperado.
- La impedancia de los transformadores.
- La capacidad de cortocircuito en el punto de conexión de la subestación.

## 5.9 EL ARREGLO DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN

El arreglo de barras de la subestación de transformación de la subtransmisión en la distribución tiene una relación directa con los siguientes factores:

- La confiabilidad.
- Facilidad de mantenimiento.
- El diseño de acuerdo al aislamiento (aire o $SF_6$) y espacio de construcción.

De acuerdo con estos factores, en el lado de alta tensión se pueden adoptar distintos arreglos, cuyo grado de confiabilidad y complejidad varía pero de los más comunes por razones de economía y simplicidad de diseño son las siguientes:

- Barra sencilla.
- Barra principal.
- Barra de transferencia.

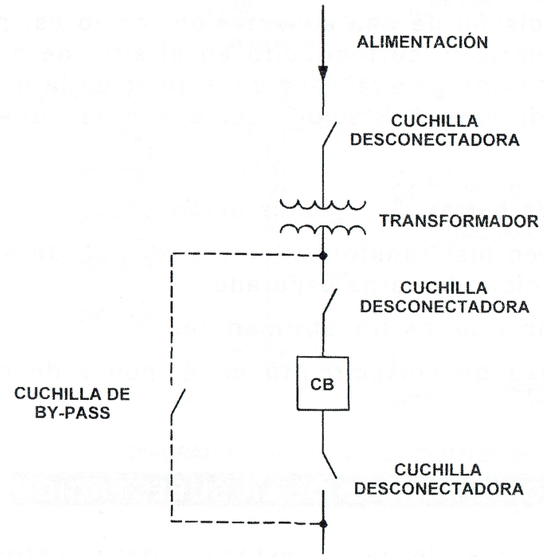
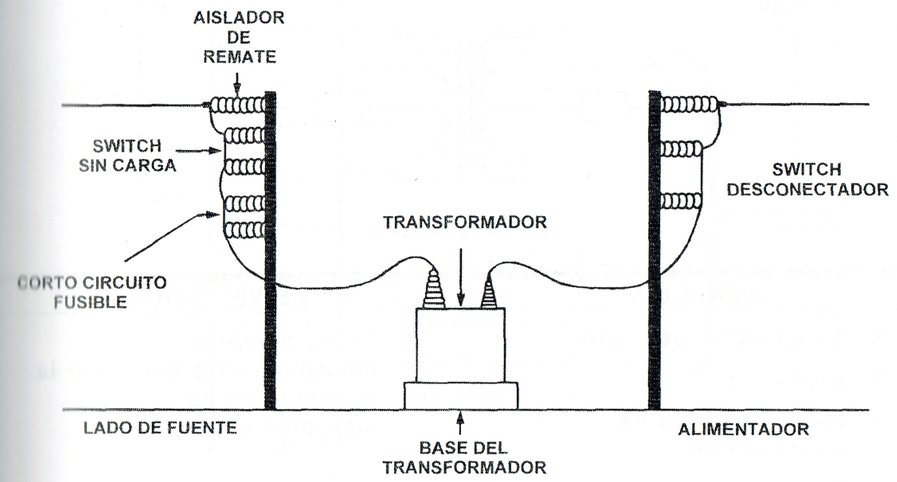
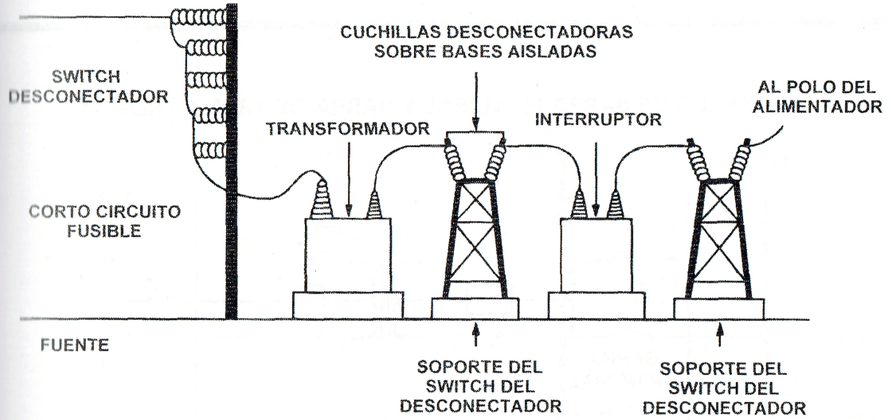



DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO





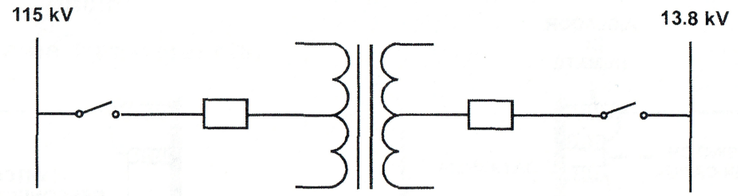

A) PROTECCIÓN POR FUSIBLES




B) PROTECCIÓN CON INTERRUPTORES

VISTA DE UNA SUBESTACIÓN SIMPLE

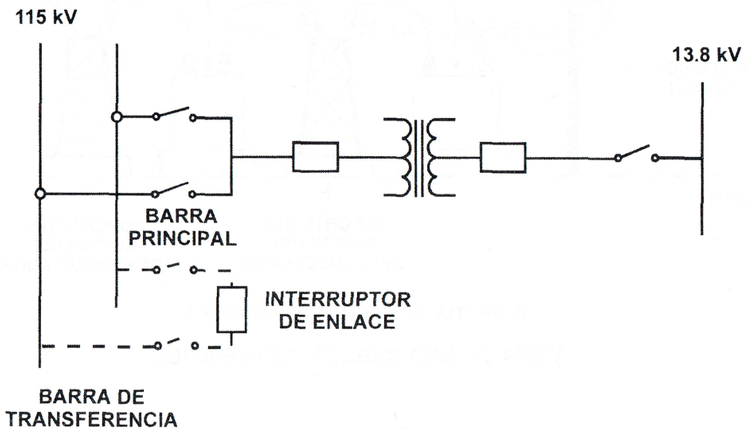
## ARREGLO DE BARRA SENCILLA



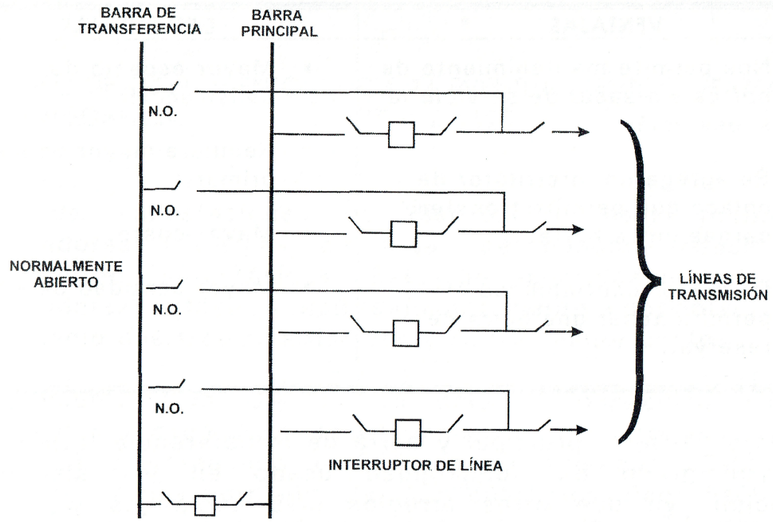

BARRA SENCILLA

| VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|---|---|
| ▪ Simplicidad de diseño.<br>▪ Bajo costo.<br>▪ Menor espacio de construcción.<br>▪ Requiere de poco equipo primario (interruptores, cuchillas, etc.). | ▪ No se puede dar mantenimiento sin sacar la subestación de mantenimiento.<br>▪ Es de baja confiabilidad. |

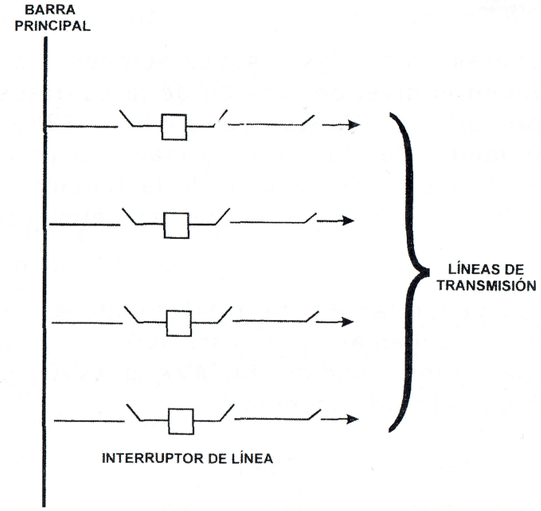
## ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA






ESQUEMA DE BARRA DE TRANSFERENCIA




ESQUEMA DE BUS RADIAL

| VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|---|---|
| ▪ Nos permite mantenimiento de barras sin sacar de servicio la subestación.<br>▪ Se agrega un interruptor de enlace que permite transferir cargas entre barras.<br>▪ Da mayor confiabilidad el permitir tener una barra de reserva. | ▪ Mayor espacio de construcción.<br>▪ Requiere mayor equipo primario.<br>▪ Mayor costo.<br>▪ Mayor cantidad de equipo. |

El arreglo de barra principal y barra de transferencia, representa el de mayor grado de complejidad usado en los sistemas de distribución, ya que otros arreglos más complejos y confiables resultarían muy costosos para este nivel en el sistema.

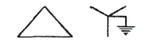
## LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores en las subestaciones de distribución normalmente reducen el nivel de tensión de la subtransmisión al nivel de distribución primaria, en México son: 4.5kv, 23kV, 13.8kV, 6kV, esto se hace por medio de los transformadores para el sistema de distribución, otra reducción de tensión de la tensión secundaria son: 480 V, 440 V, 220 V y 127 V, se hace para alimentar las cargas a estos voltajes.

Las características generales de los trasformadores que se conectan a la red primaria, a las llamadas subestaciones, varían según sea el tamaño de la subestación (medido en MVA o kVA), pero en general pueden tener la siguiente información.

| | |
|---|---|
| TENSIÓN PRIMARIA | 115 kV |
| TENSIÓN SECUNDARIA | 34.5 kV, 23.0 kV ó 13.8 kV |
| CAPACIDAD | 20 MVA, 50 MVA, 100 MVA |

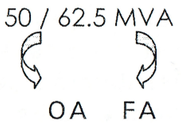


| | |
|---|---|
| CONEXIÓN |  |
| TIPO DE ENFRIAMIENTO: | OA/FA EVENTUALMENTE OA/FA/FA |
| IMPEDANCIA: | $9\% \leq Z \leq 12\%$ |

El tipo de subestaciones de distribución usan normalmente transformadores trifásicos en lugar de bancos trifásicos con transformadores monofásicos. Esto se usa debido a que los transformadores trifásicos son suficientemente confiables, ocupan menor espacio que tres monofásicos y tienen menor costo.

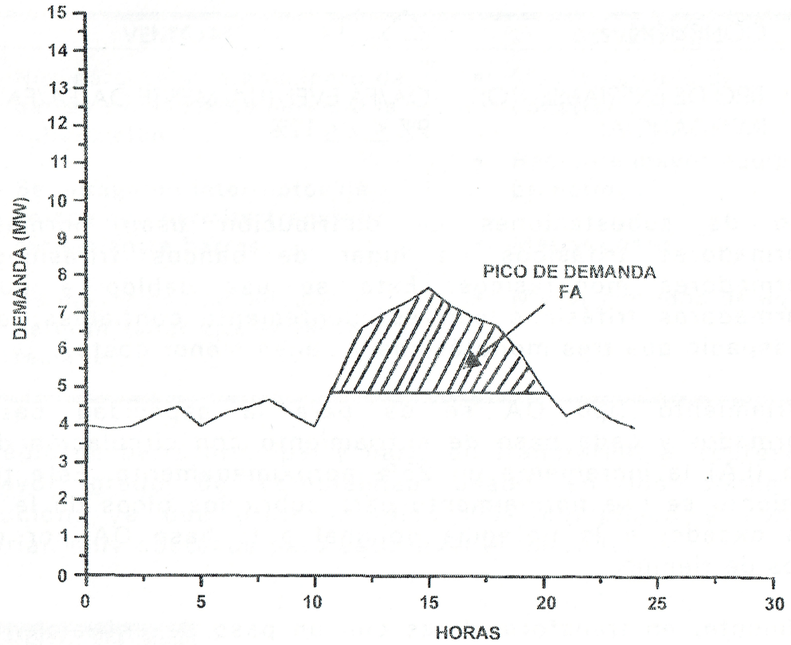
El enfriamiento tipo OA se da para la capacidad base del transformador y cada paso de enfriamiento con circulación de aire forzado (FA) la incrementa un 25% aproximadamente. Este tipo de enfriamiento se usa normalmente para cubrir los picos de la carga, pueden exceder a la potencia nominal a la base OA por ciertos períodos de tiempo.

Normalmente, en transformadores con un paso de enfriamiento con instalación de aire forzado (FA), se indica con dos potencias:




En algunos casos, se pueden usar transformadores de distribución con enfriamiento tipo (FOA).

FOA = Circulación forzada de aceite y enfriamiento por aire. Este tipo de enfriamiento aumenta hasta un 33.3% de la capacidad base del transformador.




## ENFRIAMIENTO OA

Para los transformadores de distribución secundaria por facilidad en la planeación, se recurre a valores normalizados con sus capacidades, así por ejemplo, para las tensiones primarias de 34.5 kV, 23kV, 13.8kV, las capacidades normalizadas son de: 112.5 kVA, 75kVA, 50kVA, 30kVA.

La conexión generalmente es $\triangle$ $Y_n$ y su impedancia se encuentra en el rango de $5\% \leq Z \leq 7\%$ con enfriamiento tipo OA y elevación de temperatura de 65°C. Para fines de planeación, por razones de economía a costos transformados, para no ponerles un paso de enfriamiento adicional, se les permite una sobrecarga para ciertos valores de tiempo de acuerdo con los valores indicados en la tabla siguiente:



## SOBRECARGA POR CORTO TIEMPO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SUS EXPECTATIVAS DE VIDA NORMAL

| Período de incremento en la carga (Horas) | Máxima carga en p.u. de la capacidad del transformador | | |
|---|---|---|---|
| | Carga promedio inicial p.u. de la capacidad del transformador | | |
| | 0.90 | 0.70 | 0.50 |
| 0.5 | 1.59 | 1.77 | 1.89 |
| 1.0 | 1.40 | 1.54 | 1.60 |
| 2.0 | 1.24 | 1.33 | 1.37 |
| 4.0 | 1.12 | 1.17 | 1.19 |
| 8.0 | 1.06 | 1.08 | 1.08 |

**Ejemplo**

Supóngase que se tiene un transformador de 112.5 kVA que opera con una carga promedio de 0.90, con respecto a la nominal y se espera que se sobrecarga por dos horas al día, entonces la máxima capacidad que puede entregar en el lapso de sobre carga es de:

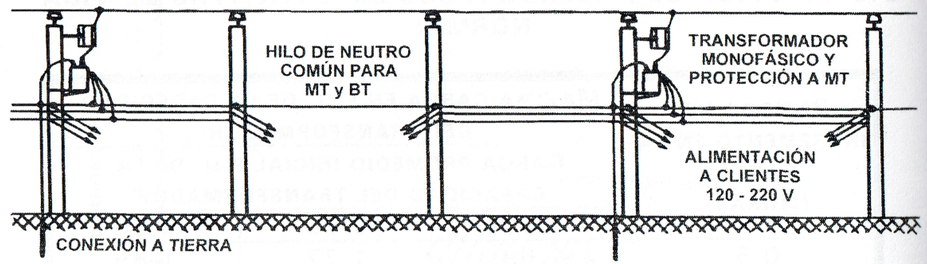
La capacidad promedio es = 0.9 x 112.5 kVA = 101.25 KVA

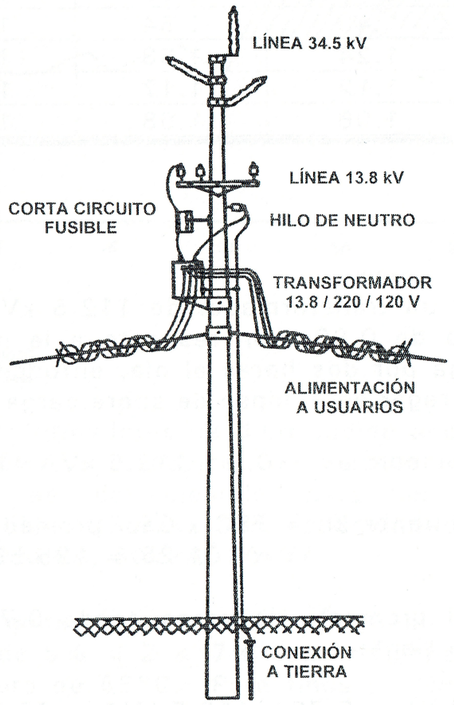
La sobre carga durante 2h = FSC x Cap. promedio = 1.24 x 101.25 = 125.55

Supóngase ahora que el promedio de carga es de 0.70, para una sobrecarga de 2 horas se tiene:

Capacidad promedio = 0.70 x 112.5 kVA = 78.75 kVA

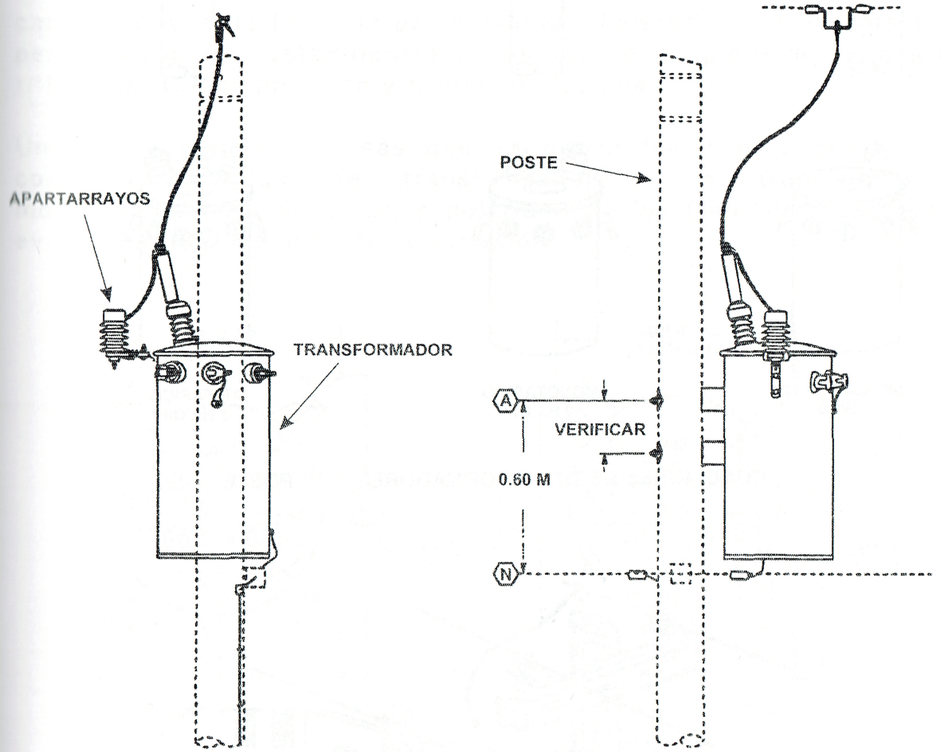
Sobrecarga durante 2h = 1.33 x 78.75 = 104.74 kVA



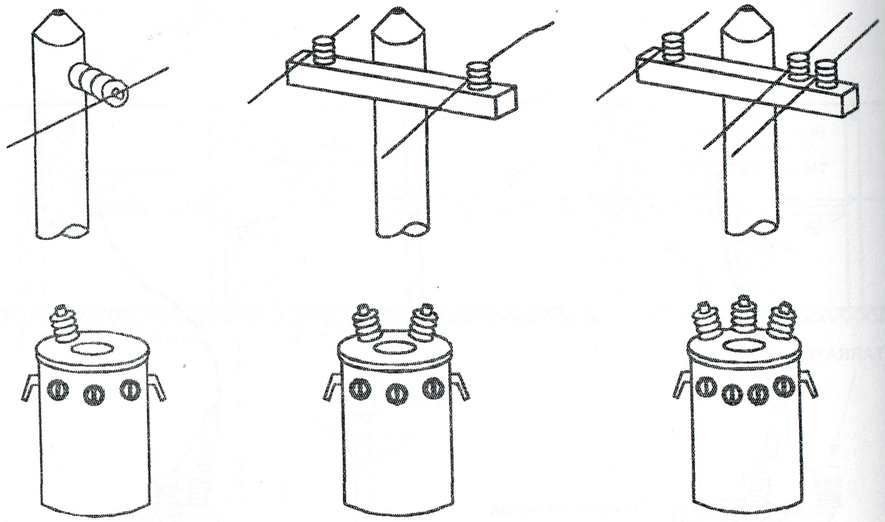




SUBESTACIÓN TIPO AÉREA PARA DISTRIBUCIÓN

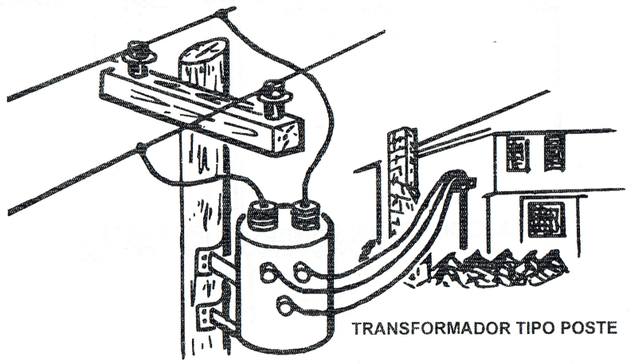





MONTAJE DE TRANSFORMADOR TIPO POSTE




CONEXIONES DE TRANSFORMADORES TIPO POSTE




LLEGADA DE TRANSFORMADOR TIPO POSTE A UNA CASA



## 5.10 CONEXIONES DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

Es frecuente que las subestaciones de distribución se formen con transformadores monofásicos en conexión trifásica, formando bancos de conexión, dependiendo de las necesidades de la red y las características de la carga por alimentar. Existen distintas versiones, pero básicamente están dentro de los dos tipos típicos de conexiones trifásicas: Conexión Delta y Conexión Estrella.

Una de las primeras cosas que se deben hacer para realizar una conexión trifásica de transformadores con transformadores monofásicos, es identificar la polaridad de los transformadores para evitar confusiones durante la conexión.

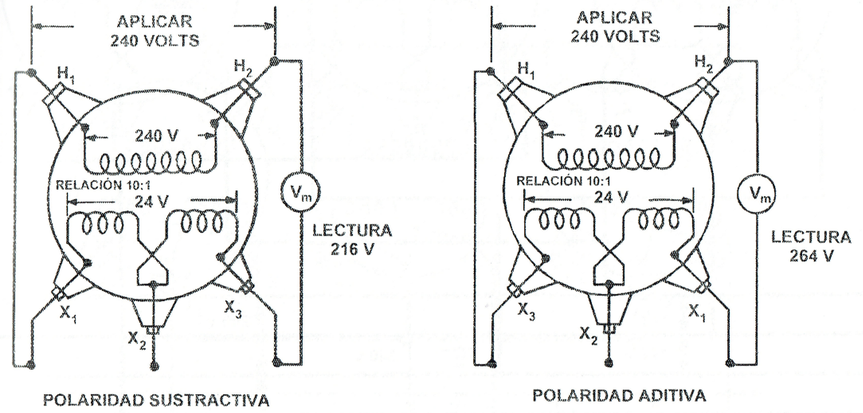
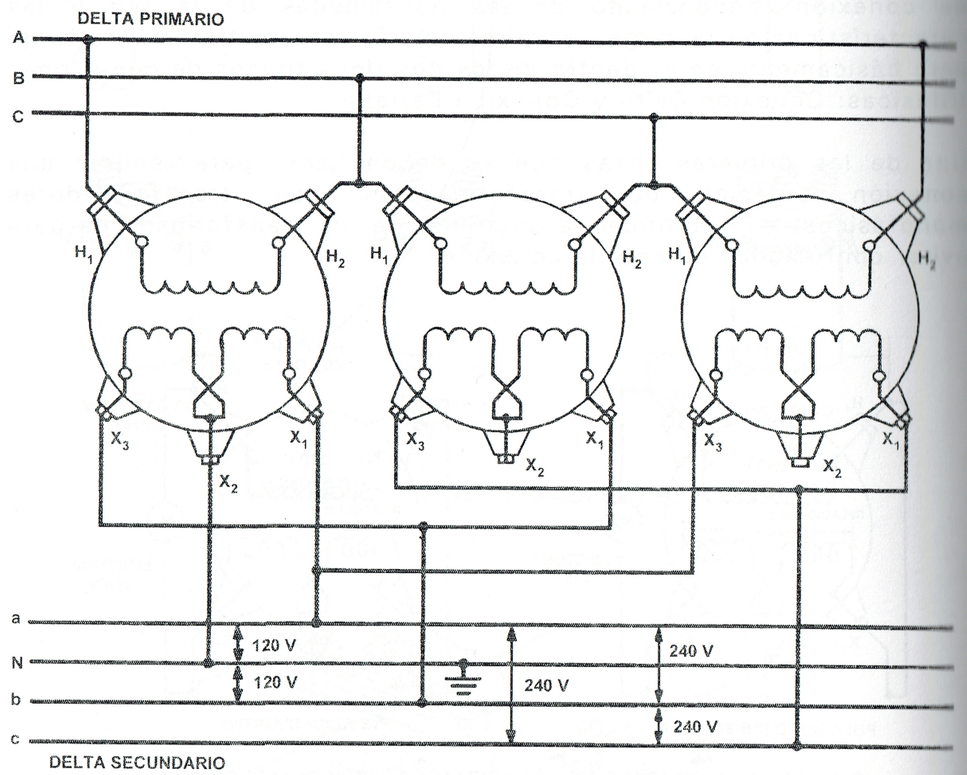


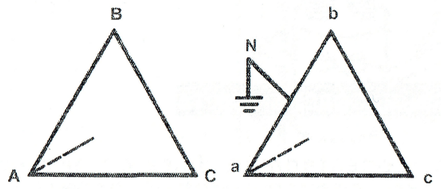

DIAGRAMA DE PRUEBAS DE POLARIDAD A TRANSFORMADORES

### CONEXIÓN DEL PRIMARIO DE TRANSFORMADORES EN DELTA

Cada bobina del transformador conectada en delta en el primario o el secundario está en una conexión de Fase a Fase y las bobinas están conectadas en serie una con otra, y para esto, cada terminal positiva de una bobina se conecta a la terminal negativa de la otra bobina.

Para asegurar una rotación de fase apropiada, las bobinas se deben conectar en secuencia. En la siguiente figura se muestra la forma de realizar esta conexión.



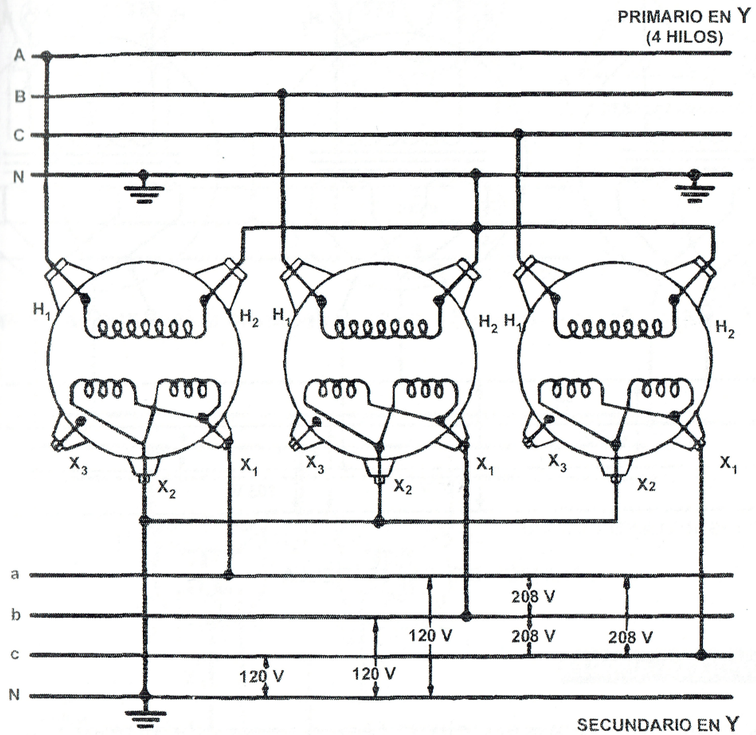

DESPLAZAMIENTO ANGULAR 0°

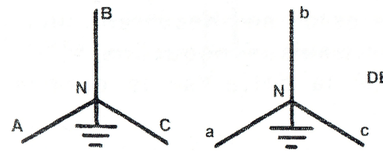
CONEXIÓN TRIFÁSICA DELTA ABIERTA



## TRANSFORMADOR CON CONEXIÓN ESTRELLA EN EL PRIMARIO

Para la conexión estrella de transformadores, cada bobina del transformador está conectada de fase a tierra, y cuando dos o más transformadores están conectados en una conexión estrella, las bobinas están conectadas en paralelo una con otra, para esto, cada terminal positiva se conecta a una fase y cada terminal negativa se conecta a un neutro común.

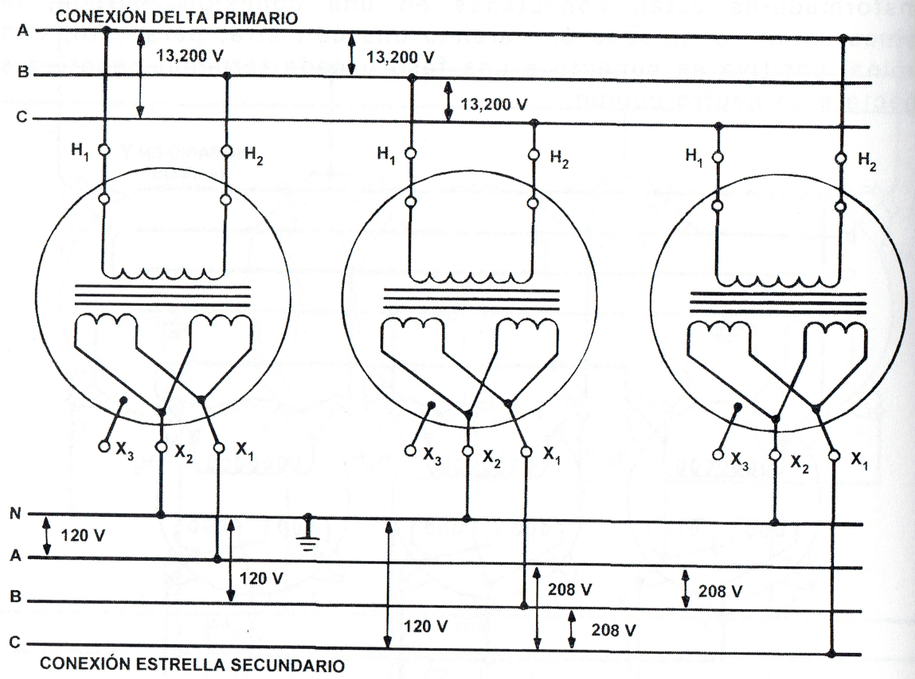



DESPLAZAMIENTO ANGULAR 0°

CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES ESTRELLA/ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO

**La conexión Deltra/Estrella**, que es muy común en los sistemas de distribución, usa las ventajas de la conexión Delta y de la conexión Estrella para formar bancos de alimentación a la carga.

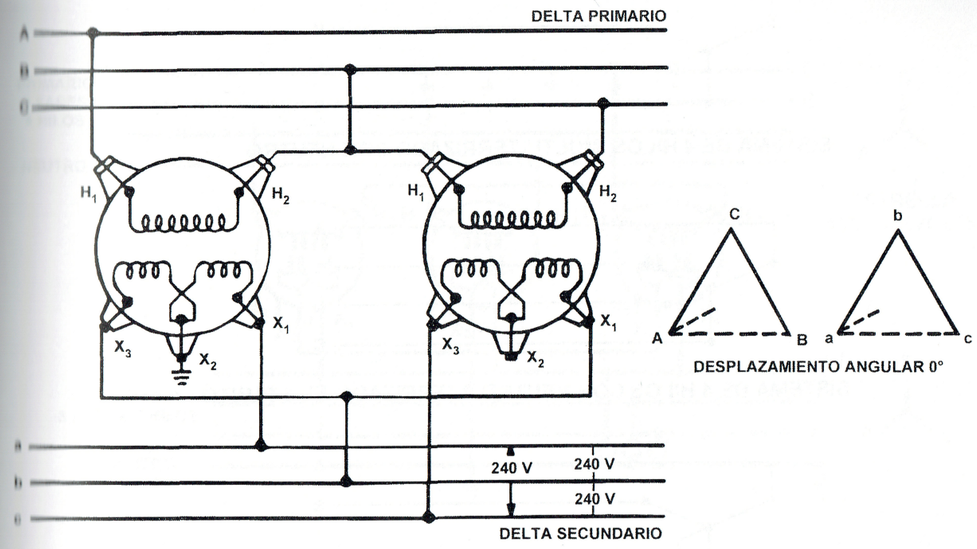



CONEXIÓN DELTA / ESTRELLA

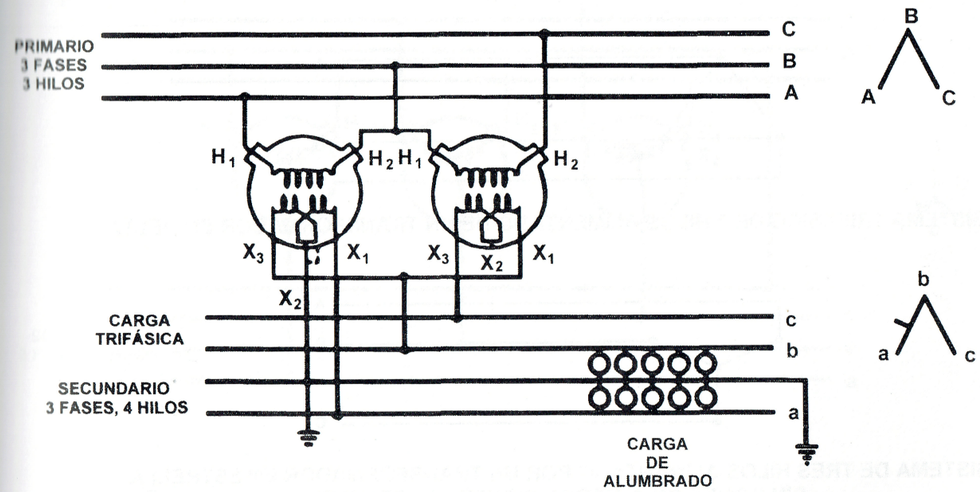
## CONEXIÓN EN DELTA ABIERTA

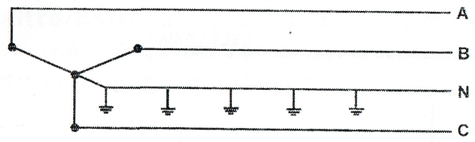
En algunas ocasiones, un servicio trifásico se puede proporcionar con dos transformadores monofásicos, esto se hace en una forma económica para alimentar servicios trifásicos pequeños y, debido a que la conexión no tiene un lado de la delta, se le conoce como **"Delta Abierta"**.



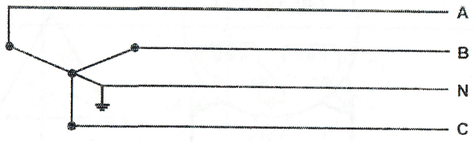



CONEXIÓN DE DOS TRANSFORMADORES EN DELTA ABIERTA / DELTA ABIERTA

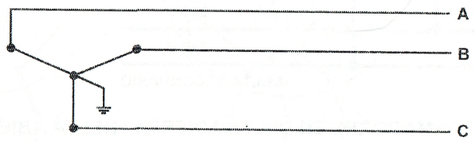




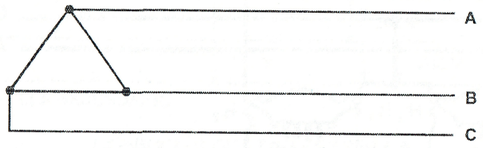

SISTEMA DE 4 HILOS, MULTIATERRIZADO CON NEUTRO



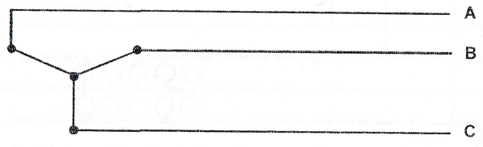

SISTEMA DE 4 HILOS CON NEUTRO ATERRIZADO EN 1 PUNTO




SISTEMA DE 3 HILOS CON NEUTRO ATERRIZADO EN 1 PUNTO

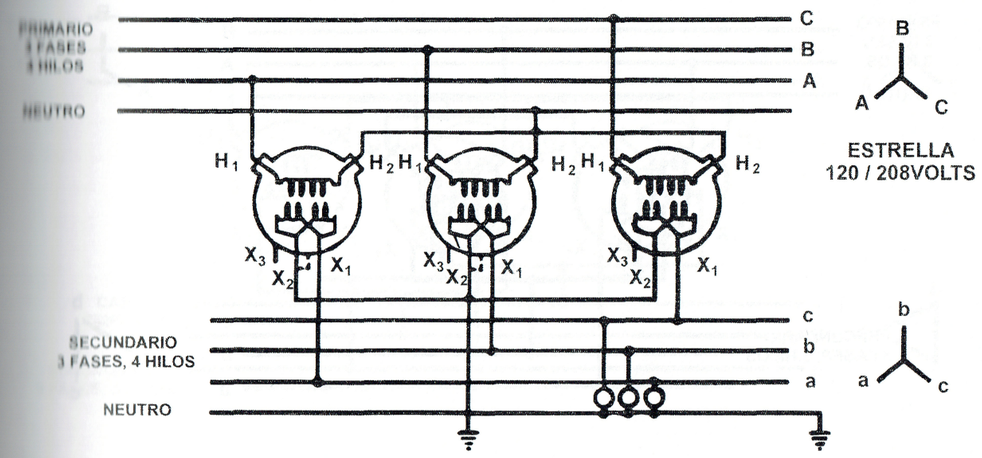


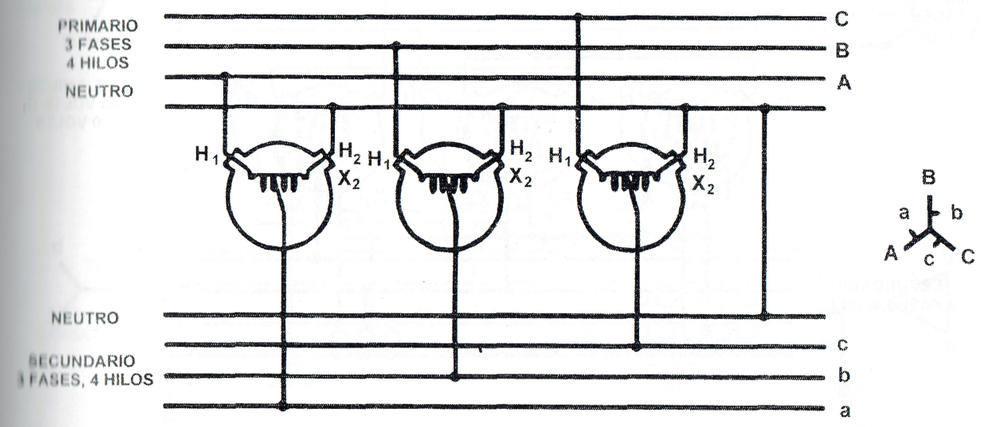

SISTEMA TRIFÁSICO DE 3 HILOS ALIMENTADO DE UN TRANSFORMADOR EN DELTA

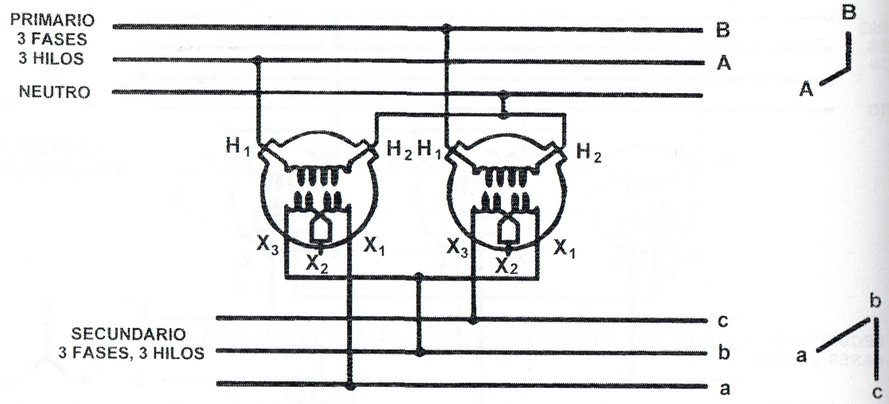


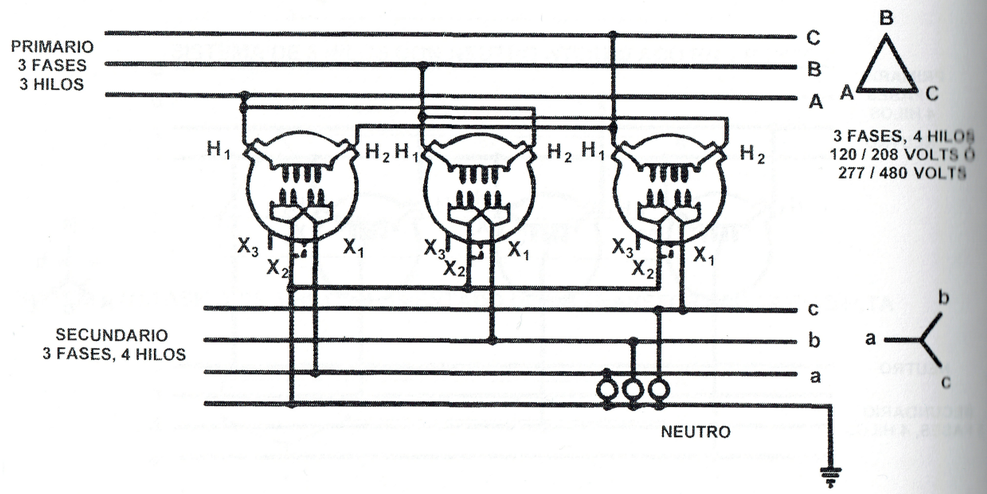

SISTEMA DE TRES HILOS ALIMENTADO POR UN TRANSFORMADOR EN ESTRELLA
SIN CONEXIÓN A TIERRA (NEUTRO FLOTANTE)



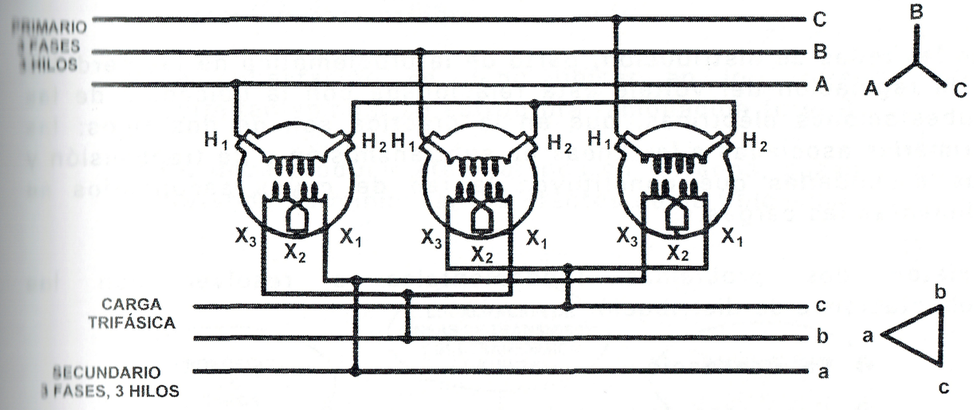


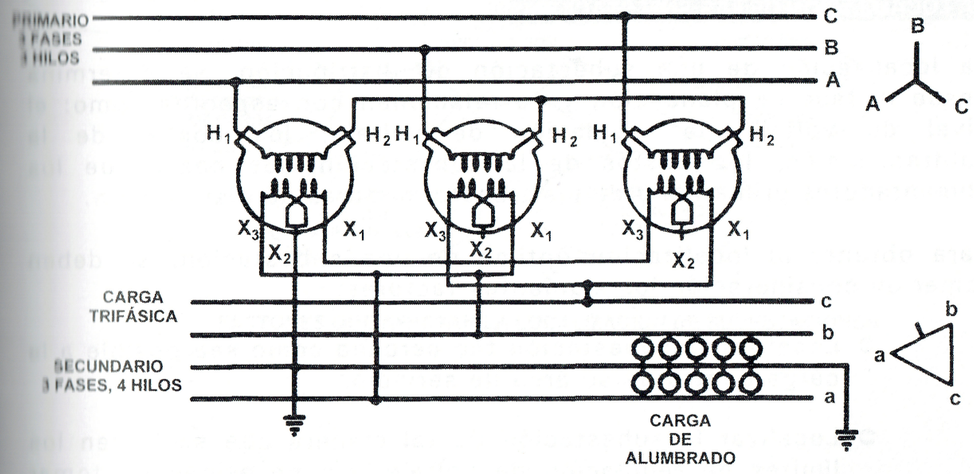




PRIMARIO
3 FASES
3 HILOS
NEUTRO
SECUNDARIO
3 FASES, 3 HILOS
B
A
C
b
a
c
H1
H2
X3
X2
X1


PRIMARIO
3 FASES
3 HILOS
SECUNDARIO
3 FASES, 4 HILOS
NEUTRO
3 FASES, 4 HILOS
120 / 208 VOLTS Ó
277 / 480 VOLTS
B
A
C
b
a
c
H1
H2
X3
X2
X1




PRIMARIO
3 FASES
3 HILOS
CARGA
TRIFÁSICA
SECUNDARIO
3 FASES, 3 HILOS
B
A
C
b
a
c
H1
H2
X3
X2
X1


PRIMARIO
3 FASES
3 HILOS
CARGA
TRIFÁSICA
SECUNDARIO
3 FASES, 4 HILOS
CARGA
DE
ALUMBRADO
B
A
C
b
a
c
H1
H2
X3
X2
X1

## 5.11 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

En las redes de distribución, parte de la problemática de las pérdidas y la regulación del voltaje está relacionada con la ubicación de las subestaciones eléctricas, que en la práctica son de dos tipos: las **primarias** asociadas a las líneas de subtransmisión o de transmisión y las **secundarias** que constituyen la red de cuyos secundarios se alimentan las cargas.

Existen dos problemas fundamentales a resolver con las subestaciones de distribución:

1. La localización.
2. Capacidad de las subestaciones.

### LA LOCALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

La localización de una subestación de distribución, se determina desde la fase de planeación y se relacionan con aspectos como: el nivel de voltaje, la regulación de voltaje, los costos de la subtransmisión, los costos de la subestación, los costos de los alimentadores primarios y de los transformadores de distribución.

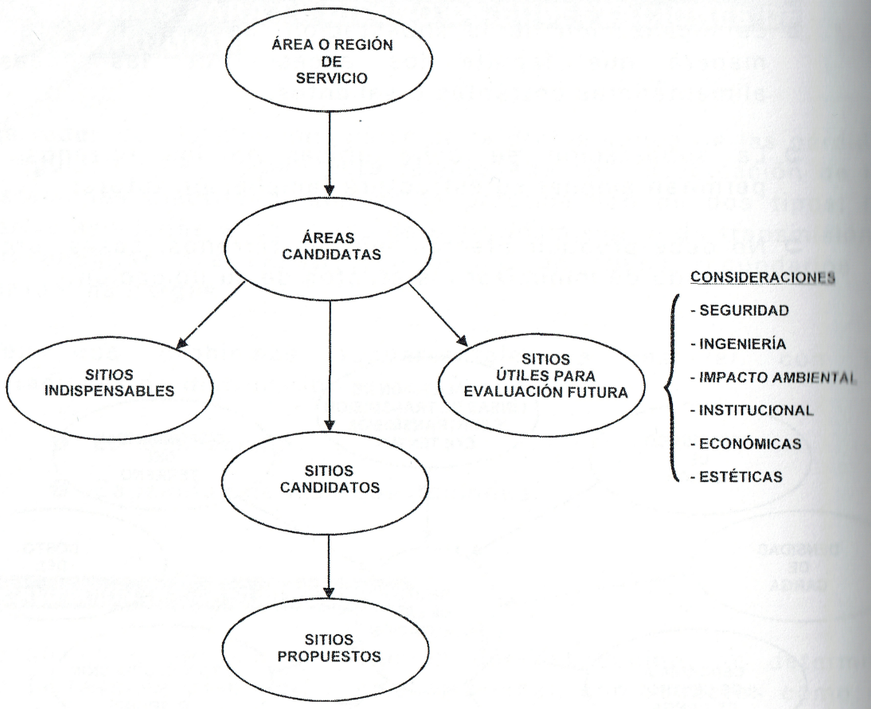
Para obtener la localización óptima de una subestación, se deben tomar en consideración los siguientes factores:

- Localizar la subestación tan cercana como sea posible a la carga dentro de su área de servicio.
- Localizar la subestación de tal manera que se logren los límites de regulación de voltaje, sin necesidad de tomar medidas adicionales para lograrlo, es decir, que a máxima demanda la caída de voltaje de los alimentadores esté dentro de sus límites.



- La localización de la subestación, se debe hacer de tal manera que facilite los accesos de las líneas o alimentadores entrantes o salientes.
- La subestación se debe ubicar en los terrenos que permitan ampliar su estructura (ampliación futura).
- No debe producir afectaciones en terrenos, casas, etc., y tratando de minimizar los efectos de su ubicación.

FACTORES QUE AFECTAN LA LOCALIZACIÓN DE SUBESTACIONES




PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DEL SITIO DE UNA SUBESTACIÓN

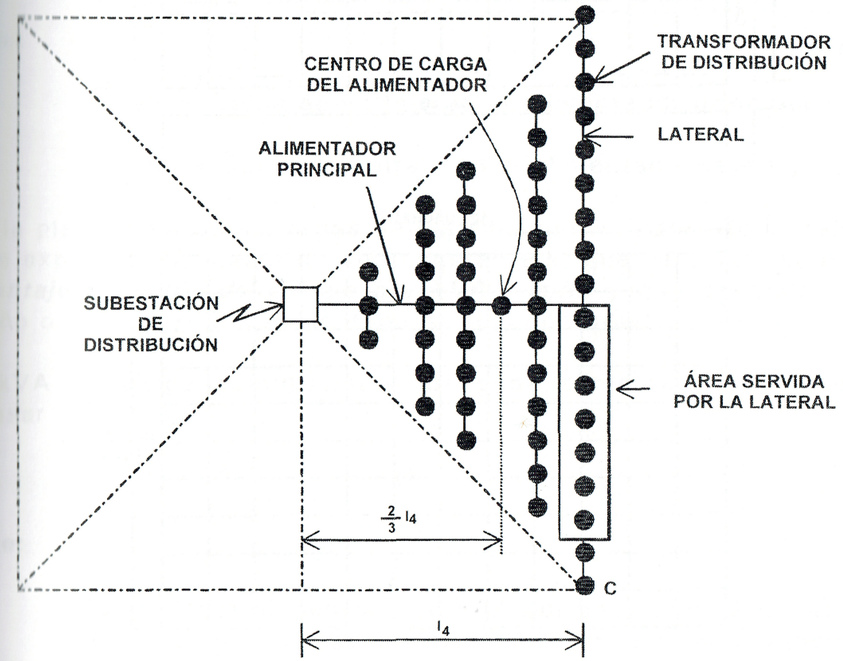
## LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN

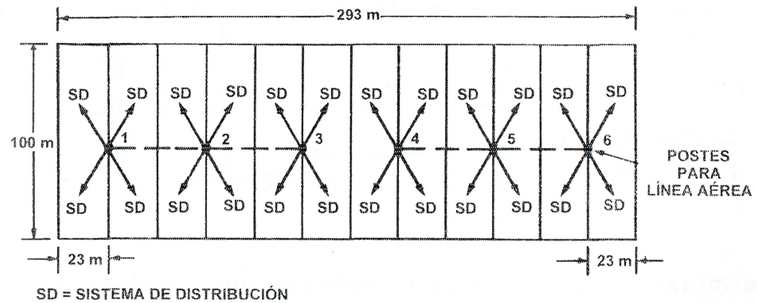
La capacidad de la subestación de distribución, se determina considerando los siguientes factores:

- La necesidad de satisfacer la máxima demanda actual y considerar el crecimiento futuro en un escenario al menos de unos 5 años.
- La conveniencia de que el área servida para la subestación sea lo más compacta posible para dar un valor razonable de kVA/Km$^2$.



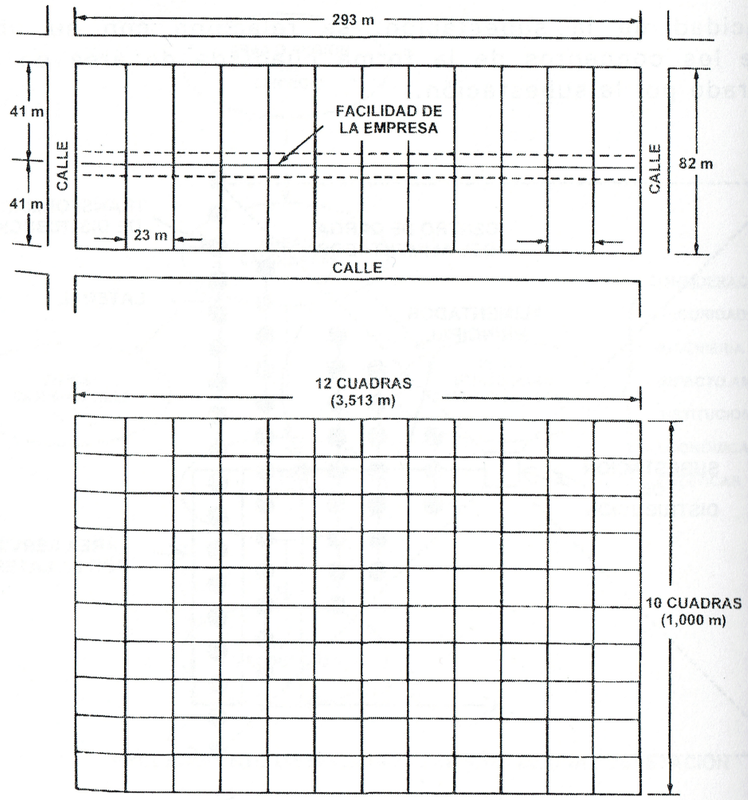
La capacidad de la subestación, se relaciona con su ubicación mediante los conceptos de la forma cuadrada de área de servicio suministrado por la subestación.



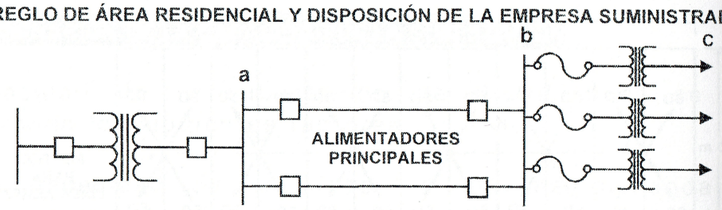




SD = SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA RESIDENCIAL Y ARREGLO DE SERVICIO




ARREGLO DE ÁREA RESIDENCIAL Y DISPOSICIÓN DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA




Para determinar la ubicación de la subestación, se debe partir de un concepto elemental que es la máxima caída de voltaje permisible, desde el punto de ubicación de la subestación hasta el punto más



distante, un área servida por la lateral en este caso, es desde **a** hasta **c** ,el porcentaje de caída de voltaje se puede expresar como:

$$\%Vac = \%Vab + \%Vbc$$

Donde:

%Vab = Caída de voltaje en el alimentador principal.

% Vbc = Caída de voltaje en el alimentador lateral.

Para la planeación de las redes de distribución, la caída de voltaje se puede expresar por medio de una constante **k**, que se define como: ***el porcentaje de caída de voltaje por kVA - milla*** y que depende en el tamaño o calibre de los alimentadores (conductores).

Los kVA de carga suministrados de cada alimentador, se pueden expresar como:

$$S_4 = A_4 \times D\,(kVA) ------ (1)$$

Donde:

$S_4$ = Carga alimentada en kVA por cada uno de los cuatro alimentadores que salen del punto de alimentación.

$A_4$ = Área servida por cada uno de los 4 alimentadores que salen del punto de alimentación. Se expresa en milla$^2$.

D = Densidad de carga en kVA/milla$^2$

La ecuación (1), se puede escribir también como:

$$S_4 = I_4 \times D\,(kVA) ------ (2)$$

Donde:

$$A_4 = I^2 \text{ ----------(3)}$$

$I_4$ = está en dimensiones lineales (millas) del área servida por el alimentador principal.

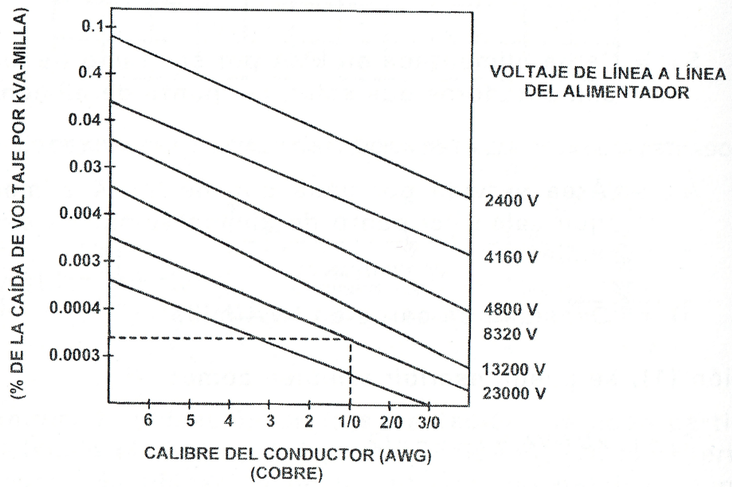
Suponiendo que la carga del área servida o suministrada se encuentra en forma distribuida, es decir, que se encuentra espaciada en igual forma, también los transformadores de distribución lo están, la caída de voltaje en el alimentador principal está dado por:

$$\% V_4 = 2/3 \times I_4 \times k \times S_4 \text{ -----(4)}$$

Sustituyendo a la ecuación (2) en (4) tenemos que:

$$\% V_4 = 0.667 \times k \times D \times I_4^3$$

Los valores de k se obtienen de curvas que relacionan el calibre del conductor contra el voltaje:






## 5.12 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones eléctricas de distribución, dependiendo de la distribución primaria de alimentación, se pueden clasificar en dos categorías:

- **Subestaciones primarias:**

  Están alimentadas por las líneas de transmisión o las líneas de subtransmisión y reducen la tensión al valor requerido por los sistemas de distribución.

- **Subestaciones secundarias o de distribución:**

  Son las que se alimentan de los alimentadores primarios y su tensión primaria corresponde al secundario de las subestaciones primarias, que pueden ser: 69kV, 34.5kV, 23kV, 13.8kV.

El diseño de las subestaciones primarias de distribución, se buscan en algunos criterios generales como los siguientes:

- Su localización obedece a factores relacionados con el nivel de voltaje, consideraciones de regulación de voltaje, arreglo de barras de acuerdo al criterio de confiabilidad adoptado, número de alimentadores, y en general se deben considerar los siguientes factores:

  - Localizar la subestación tan cercana como sea posible al centro de carga en su área de servicio.

  - Procurar que la localización de la subestación requiera una mínima o ninguna modificación para lograr la regularización de voltaje deseado, considerando los puntos extremos de sus alimentadores.

  - Localizar la subestación de manera que facilite el acceso a las líneas de transmisión que la alimenta.

- Procurar que la localización no produzca problemas relacionados con uso de suelo, derecho de vía y afectaciones sociales.

- La localización de la subestación, en caso de falla, debe afectar a un mínimo de usuarios.

- Debe tomar en cuenta los problemas de adaptabilidad, situaciones de emergencia, etc.

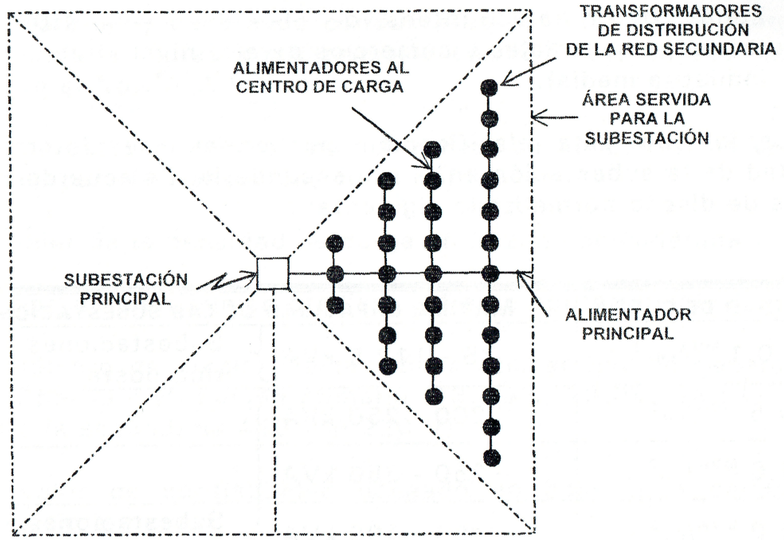
Con relación a su capacidad, las subestaciones primarias deben considerar fundamentalmente los siguientes factores:

- Espacio y diseño flexible para considerar ampliaciones futuras a un tamaño (capacidad kVA) determinado por los catálogos de normalización.

- El arreglo de barras a seleccionar, debe considerar el concepto de confiabilidad en el nodo, pero también de diseño para la red.

- La ubicación y capacidad de las subestaciones primarias, se hacen a base del número de alimentadores máximo a considerar y la ubicación del centro de carga.






La capacidad de la subestación principal, se determina considerando:

- La máxima caída de tensión permisible en el punto más remoto de la carga, partiendo de la base que tanto el alimentador principal como los alimentadores al centro de carga usan conductores de material y calibre normalizado.

- Densidad de carga en el área por dar servicio, para fines de planeación primaria, se pueden dar dentro de límites muy amplios que correspondan a la experiencia en planeación y servicio de una empresa eléctrica, pero en general, en México van de un mínimo de 0.1 $^{MVA}/_{Km^2}$ para zonas urbanas con centros comerciales. Para fines estadísticos de los criterios usados en diseño, se puede aplicar la siguiente clasificación.

  - Zonas de bajo consumo ---------- $< 1.5$ $^{MVA}/_{Km^2}$ (semirurales, urbanos, residenciales tipo popular).

  - Zonas medias---------- 1.5 y 4.0 $^{MVA}/_{Km^2}$ (urbanas y comercio bajo).

- Zonas altas o de uso intensivo----------4.0 $^{MVA}/_{Km^2}$
  (zonas residenciales y comercios de alto nivel
  industria media).

De acuerdo con esta clasificación por zonas, se determina la capacidad de la subestación en la red secundaria, de acuerdo con los criterios de diseño normalizado siguiente:

| DENSIDAD DE CARGA | MÁXIMA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES | |
|---|---|---|
| $\leq$ 0.1 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 75 - 112.5 kVA | Subestaciones tipo poste |
| 0.5 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 200 - 250 kVA | |
| 1.0 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 250 - 350 kVA | |
| 2.0 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 350 - 400 kVA | Subestaciones unitarias |
| 4.0 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 500 - 640 kVA | |
| 6.0 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 640 - 800 kVA | |
| 8.0 $^{MVA}/_{Km^2}$ | 800 - 1000 kVA | |

En la fase de planeación de los sistemas de distribución, se deben tomar en consideración los aspectos normativos, es decir, existen factores de definición que en principio se deben modificar, como son:

- El nivel de tensión de distribución primaria (6.6kV, 13.8kV, 23 kV, 34.5kV).
- La capacidad de los transformadores de la red primaria (15 kVA, 25kVA, 50kVA, 75kVA, 112.5kVA y 150kVA).
- La tensión de distribución secundaria (440V, 220V, tres fases).



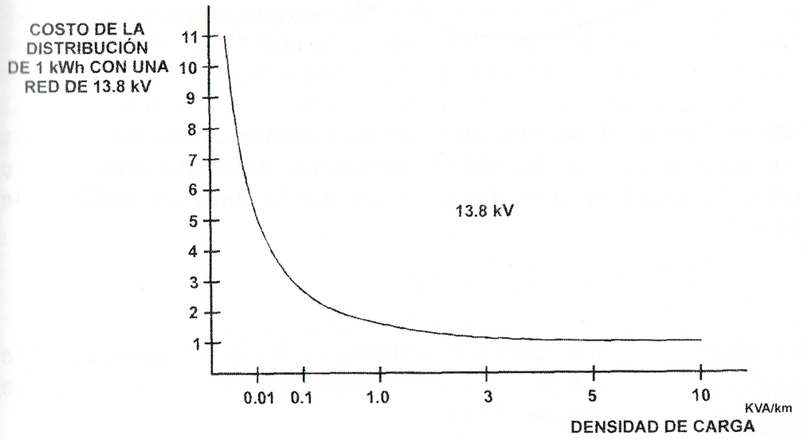
- El material y calibre de conductores para las redes primaria y secundaria (para la red primaria en 13.8 kV, se usa ACSR o cobre el No. $^{1}/_{0}$ AWG)

A partir de estos conceptos normalizados, se aplican otros **criterios normativos** para la planeación, como son:

- El valor de la densidad de carga en la zona considerada.
- El tipo de distribución prevista (aérea o subterránea).
- El número de niveles de tensión a utilizar (por lo general dos, uno por la distribución primaria (13.8 kV, 23.0V, 34.5kV y otro para la secundaria 440 V ó 220 V).
- El valor de confiabilidad deseado en base a la calidad del servicio a prestar.

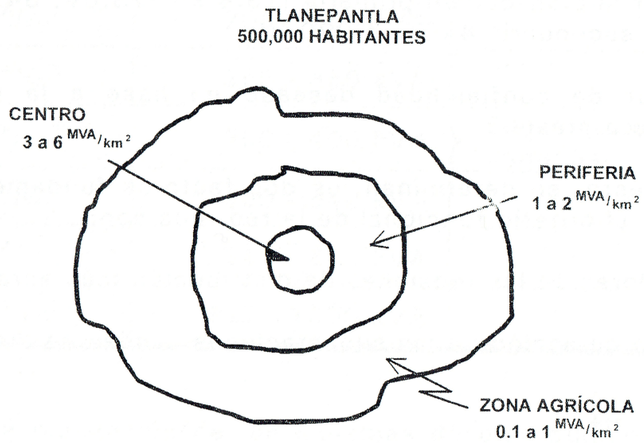
A partir de esto, se determinan los dos factores fundamentales que establecerán el criterio funcional de la red, que son:

- Los valores de las tensiones de distribución más apropiadas.
- El radio de acción de las subestaciones usadas en distribución.



Estos costos de la distribución consideran los costos de las subestaciones eléctricas y también de los elementos de la red de distribución, conductores, postes, mano de obra, pero no se consideran los costos de las pérdidas.

En algunas ocasiones, cuando se trata de electrificación de poblaciones en desarrollo, se aplican criterios generales del tipo macro, por ejemplo, para una ciudad de 100,000 a 500,000 habitantes, la densidad de carga, de acuerdo a los consumos medios, se ha observado que varía de 3 a 6 $^{MVA}/_{Km^2}$ en la zona céntrica de 1 a 2 $^{MVA}/_{Km^2}$ en la periferia, mientras que las zonas agrícolas de estas ciudades varia de 0.1 a 1 $^{MVA}/_{Km^2}$.




La elección de los niveles de tensión para la distribución primaria y secundaria, se asocia con la densidad de carga, el costo por kWh y la distribución a la que hay que llevar la potencia para un calibre de conductor definido.

**Baja tensión**:

| | |
|---|---|
| 440 V - 150 - 250m | en centros urbanos de alta densidad de carga en distribución por cable subterráneo. |



| | |
|---|---|
| 220 V - 100 - 150m | en zonas urbanas de alta densidad con conductores aéreos. |
| 100 - 200 m | en las zonas urbanas periféricas. |

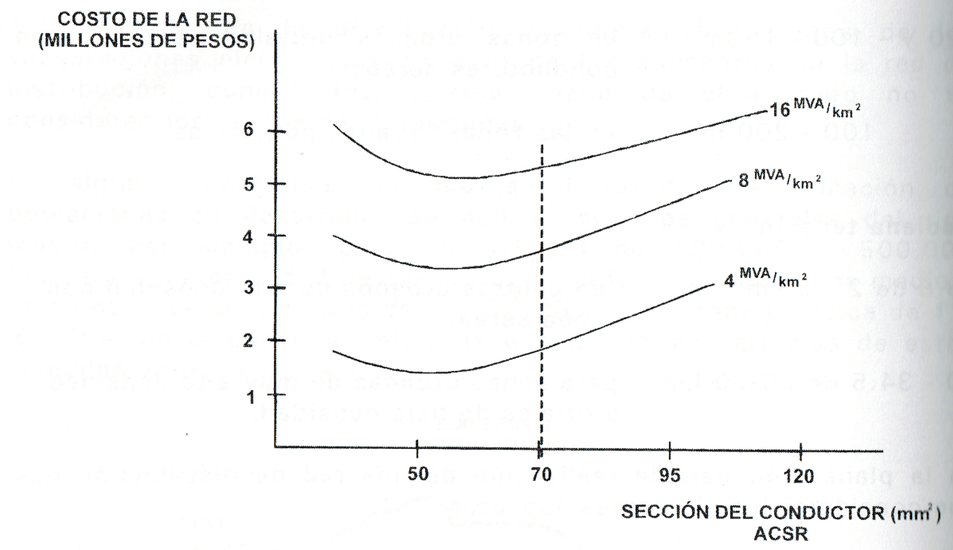
**Mediana tensión:**

| | |
|---|---|
| 13.8 de 2 - 3 km | en centros urbanos de alta densidad con línea aérea. |
| 20 - 34.5 de 20-30 km | para zonas urbanas de muy alta densidad o rurales de baja densidad. |

En la planeación para la realización de una red de distribución hay que considerar los siguientes aspectos:

1. Variaciones de voltajes mínimos (una buena regulación).
2. Continuidad de servicio.
3. Posibilidad de amplificación, de acuerdo al crecimiento de la carga o de los usuarios.
4. Construcción simple y económica.

Considerando los factores anteriores, en una primera aproximación, se selecciona el tamaño de los transformadores para la red de distribución, considerando una tabla para seleccionar la densidad de carga contra el tamaño de los transformadores, después se selecciona el costo de la red contra la sección o calibre de los conductores usados en la red.




Una metodología aplicada en la planeación de la subestación en las redes de distribución, que considera el efecto combinado de la caída de voltaje porcentual, la longitud y sección de los alimentadores primarios, la densidad de carga y el número del generador, es la aplicación de las llamadas **"curvas de aplicación de subestaciones"**, cuya fórmula relaciona a los factores antes mencionados es la siguiente:

$$\%V_{Dn} = \frac{\left(\frac{2}{3} \times \ell_n\right) k \left(n \times D \times An\right)}{n}$$

Donde:

$\%V_{Dn}$ = Caída de voltaje en porciento en el circuito del alimentador primario.

2/3 ln = Longitud efectiva del alimentador primario.



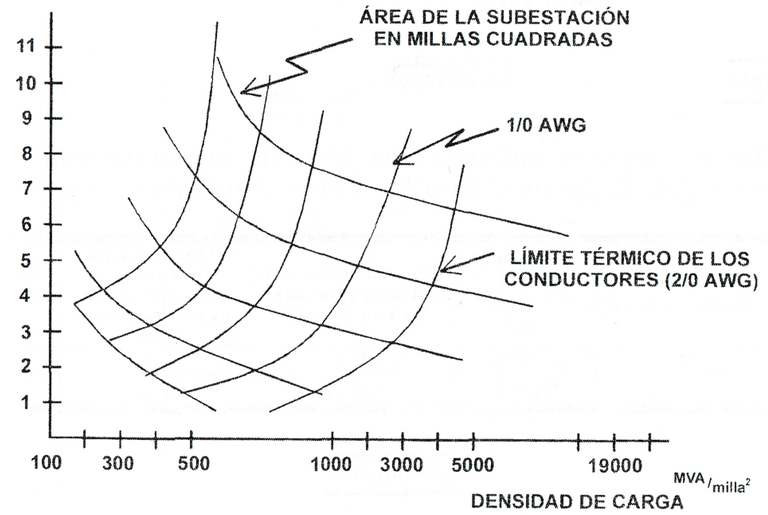
k = Constante que expresa la caída de voltaje en función de la densidad longitudinal de carga expresada en $\%V_D$/kVA milla.

An = Área servida por un alimentador.

n = Número de alimentadores primarios.

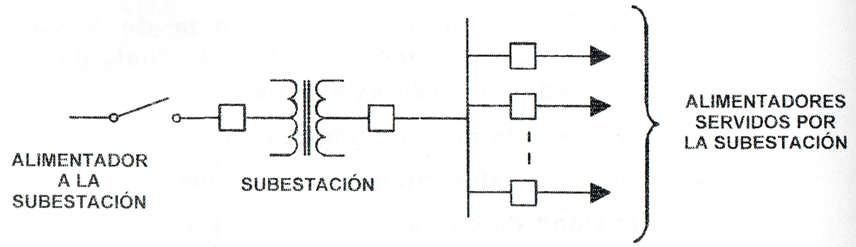
D = Densidad de carga.

Esta expresión, se usa para trazar curvas por cada una de las secciones o calibres del conductor usadas en las redes de distribución o alimentadores primarios. Estas curvas se dibujan para n número de alimentadores primarios contra la densidad de carga D.




Para cada curva, se debe fijar una caída de voltaje máxima permisible, por ejemplo: 3 ó 6%.

Estas curvas son sólo válidas para un calibre de conductor de densidad de carga dada y un factor de potencia establecida.




La densidad de carga es un factor que se obtiene de la medición del número y capacidad de usuarios servidos por nivel de tensión y por milla cuadrada.

La forma de manejar la información para el trazo y uso de estas curvas, se indica en el ejemplo siguiente:

**Ejemplo**

Referenciar los valores indicados en la tabla siguiente con la curva de diseño de subestaciones, para los casos siguientes:

| Caso No. | No. de alimentadores | Densidad de carga $^{kVA}/_{milla^2}$ D | Área cubierta por la subestación, Tan en millas$^2$ | Máxima caída de voltaje permisible para el alimentador %D | Voltaje del alimentador kV |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4 | 500 | 6.0 | 3.0 | 4.16 |
| 2 | 6 | 2000 | 15.0 | 3.0 | 13.2 |

**Solución**

Para el Caso No. 1:

La carga alimentada por la subestación es:

$$T_{sn} = D \times Tan = 500 \times 6.0 = 3000\ kVA$$



La carga por cada alimentador es:

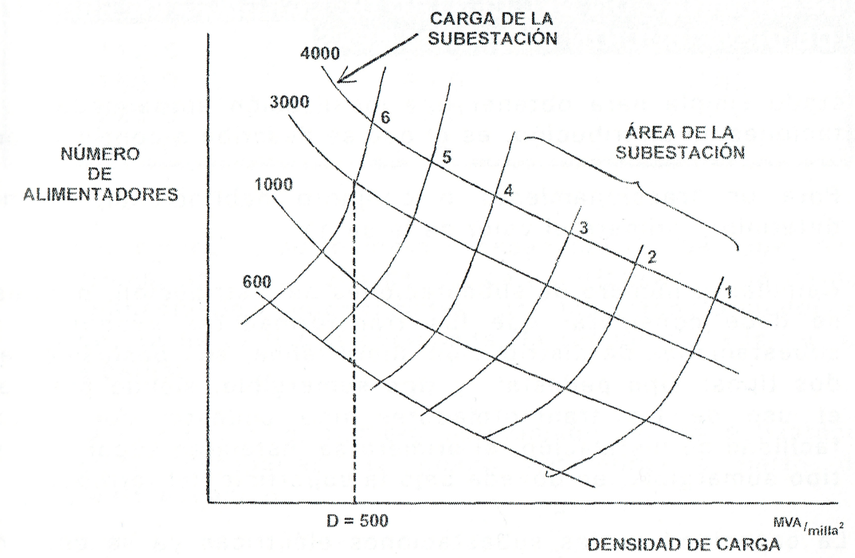
$$\frac{3000\ kVA}{4\ alimentadores} = 750\,kVA$$

La corriente por alimentador:

$$I = \frac{750}{3 \times 4.16} = 104.08\ Amp.$$

Que corresponde a un conductor calibre No. $^2/_0$ AWG, con esa información se entra a la curva de la subestación.

PARA 4.16 kV




1. Se entra con D = 500 $^{kVA}/_{milla^2}$
2. Se encuentra en el corte con la carga alimentada por la subestación Tsn = 3000 kVA.

3. El punto de cruce determina el área requerida por la subestación, y con el calibre del conductor, para una caída límite del 3%, se verifica la máxima corriente permisible (límite térmico).

La relación entre la densidad de carga expresada en $^{MVA}/_{km^2}$ y la potencia o capacidad de cada subestación en una zona o área en $km^2$, se determina en base a conceptos económicos y técnicos, es decir, en la operación de un sistema existente, se establece la relación entre la ubicación y capacidad de la subestación, con relación a la ubicación y demanda de las cargas, considerando además, la longitud, material y sección de los conductores, de esta manera se evalúan: ***caídas de tensión*** (se establece el máximo permisible, siendo esto una cantidad que no se debe aislar).

## 5.13 DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE CARGA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS

Un método simple para obtener una localización aproximada de las subestaciones de distribución, es el que se describe a continuación:

1. Para un fraccionamiento o conjunto habitacional, se debe determinar primero el valor de la carga.

2. Calcular el número de subestaciones de distribución, para esto, se debe considerar que los transformadores usados en las subestaciones de distribución subterránea, son básicamente de dos tipos: **Tipo pedestal** y **tipo sumergible**, siendo preferente el uso de los transformadores tipo pedestal por costo y facilidad de instalación, el primero se instala en superficie, y el tipo sumergible, en bóveda bajo la superficie del terreno.

   La capacidad de las subestaciones eléctricas ya se encuentra normalizada, tanto para distribución residencial como para distribución comercial subterránea, como se indica en las tablas siguientes:



**CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIÓN COMERCIAL SUBTERRÁNEA, TIPO PEDESTAL Y SUMERGIBLE**

| PEDESTAL | SUMERGIBLES |
|---|---|
| 150 | 300 |
| 225 | 500 |
| 300 | 750 |
| 500 | --- |

**CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA**

| PEDESTAL | | SUMERGIBLES |
|---|---|---|
| TRIFÁSICOS | MONOFÁSICOS | TRIFÁSICOS |
| 75.0 | 25.0 | 225 |
| 112.5 | 37.5 | 300 |
| 150.0 | 50.0 | 500 |
| 225.0 | 75.0 | --- |
| 300.0 | --- | --- |

Para la selección del número y capacidad de las subestaciones eléctricas, se hace uso de las características de la carga, de las capacidades normalizadas de los transformadores, la estructura de la red seleccionada, la topografía y la geometría de la carga.

Como referencia, el número aproximado de las subestaciones eléctricas necesarias, se puede determinar a partir de la siguiente ecuación:

$$Número\ de\ Sub-eléctricas = \frac{D_{Máx\ final}}{Capacidad\ \ nominal\ de\ transformadores}$$

Donde:

$$Dmáx\ final = Dmáx\ actual\ (1 + t)^n$$

Siendo:

t = tasa de crecimiento de la carga.

n = número de años de vida útil del transformador.

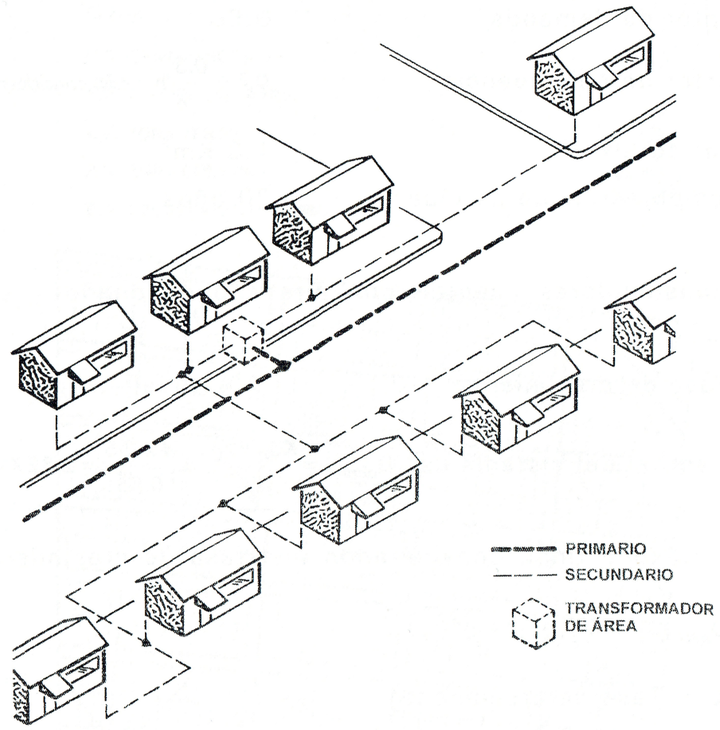
3. Se calcula el área aproximada que cubre el fraccionamiento y se divide entre el número de subestaciones.

4. La operación anterior da como resultado, un número determinado de áreas iguales y el centro geométrico de cada una señala la localización óptima de las subestaciones.

5. Los lugares de localización óptima se ajustan lo más cerca posible a los lugares más convenientes para el fraccionamiento.

6. Cuando se tiene una carga conectada fuerte, por ejemplo, un sistema de bombeo, un centro comercial, etc., entonces, para evitar problemas de caída de voltaje y pérdidas excesivas, las subestaciones se deben localizar lo más cerca posible de la carga.






DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA USANDO UN TRANSFORMADOR DE ÁREA

**Ejemplo**

Se desea seleccionar el número, capacidad y localización aproximada de los transformadores trifásicos, usados para electrificar un fraccionamiento que no tendrá ningún centro comercial o sistema de bombeo, que de acuerdo con la información proporcionada por el fraccionador tiene las siguientes características:

| | |
|---|---|
| Número de lotes | 500 |
| Carga instalada por lote | 4 kW |
| Factor de potencia estimado | 0.85 |

| | |
|---|---|
| Factor de demanda | 0.60 |
| Factor de coincidencia | $0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{n}}$ $n$ = año considerado |
| Área total | 1.3 $Km^2$ |
| Tiempo estimado de vida | 20 años |

Todos los consumidores cuentan con aire acondicionado y control individual.

| | |
|---|---|
| Tasa de crecimiento | 2% anual |

La demanda actual del sistema es: $D_{actual} = \frac{K_W \times F_C}{F_p} = \frac{4 \times 0.6}{0.85} = 2.82\ KVA$

La demanda máxima final, considerando una tasa de crecimiento del 2%.

$$D_{máx\ final} = D_{actual}\ (1+k)^{20}$$

K = Tasa de crecimiento

$D_{máx\ final} = 2.82\ (1+0.02)^{20} = 4.19\ KVA$



CLAVE

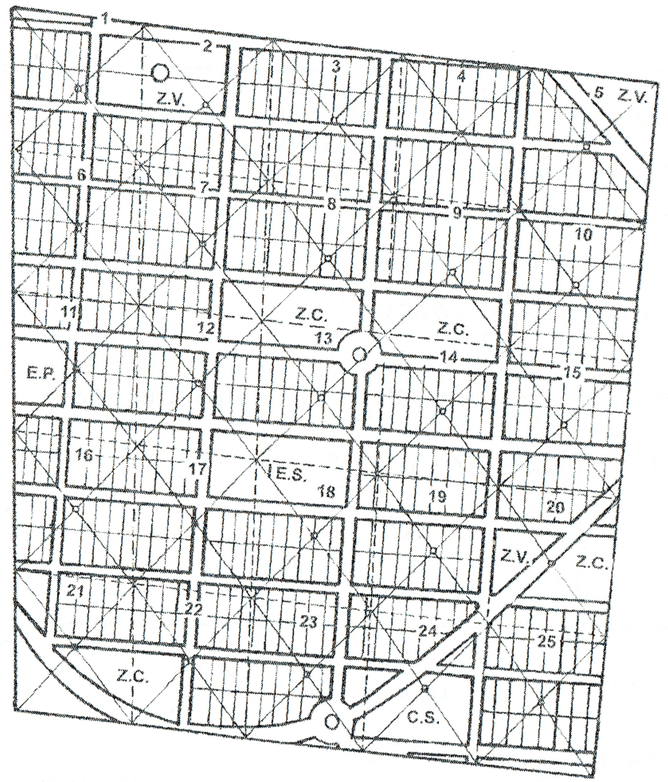
C.S. CENTRO SOCIAL

E.P. ESCUELA PRIMARIA

Z.V. ZONA VERDE

Z.C. ZONA COMERCIAL

E.S. ESCUELA SECUNDARIA




PLANO DE LOTIFICACIÓN DE UN FRACCIONAMIENTO

Solución

Para cada año, el factor de coincidencia se calcula con la ecuación:

$$F_C = 0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{n}}$$

Para el año:

$$n = 1, F_C = 0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{1}} = 1.0$$

$$n = 2, F_C = 0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{2}} = 0.912$$

$$n = 3, F_C = 0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{3}} = 0.873$$

Con estos valores, la demanda diversificada para el año:

$$n = 1, \quad D_{diver} = KVA \times F_C = 4.19 \times 1.0 = 4.19$$

No. Lote = 1

La demanda diversificada por lote:

$$D_{Diver/Lote} = \frac{D_{diver}}{No.\ Lotes} = \frac{4.19}{1} = 4.19$$

Para el año n = 2 y no. de lote = 2

$$D_{Diver} = KVA \times FC = KVA \times FC$$

$$= (4.19 \times 2) \times 0.912 = 7.64$$



La demanda diversificada por lote:

$$D_{Diver/Lote} = \frac{D_{Diver}}{No.\ Lotes} = \frac{7.64}{2} = 3.82$$

Con este procedimiento de cálculo, se puede elaborar la tabla siguiente:

| No. lotes | KVA suma de demandas máximas | Factor de coincidencia Fc | Demanda | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Diversificada KVA | Diversificada por lote |
| 1 | 4.19 | 1.00 | 4.19 | 4.19 |
| 2 | 8.38 | 0.912 | 7.64 | 3.82 |
| 3 | 12.57 | 0.873 | 10.97 | 3.65 |
| 4 | 16.76 | 0.85 | 14.24 | 3.56 |
| 5 | 20.95 | 0.834 | 17.47 | 3.49 |
| 10 | 41.90 | 0.794 | 33.30 | 3.33 |
| 15 | 62.85 | 0.77 | 48.86 | 3.25 |
| 20 | 83.50 | 0.767 | 64.28 | 3.214 |
| 21 | 87.99 | 0.76 | 67.35 | 3.2 |
| 22 | 92.18 | 0.763 | 70.42 | 3.2 |
| 23 | 96.37 | 0.762 | 73.48 | 3.19 |
| 24 | 100.56 | 0.761 | 76.55 | 3.18 |
| 25 | 104.75 | 0.76 | 79.61 | 3.18 |

$$F_C = 0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{n}}$$

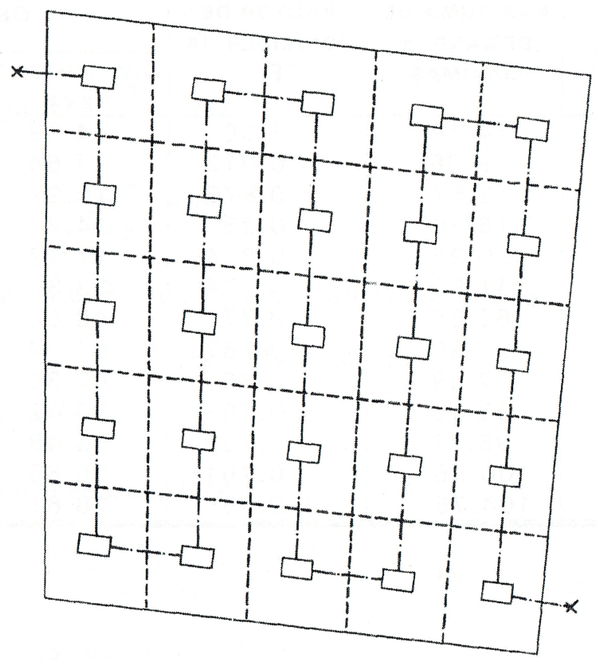
De acuerdo con los valores de demanda diversificada en KVA, se podrían seleccionar transformadores monofásicos de 75 KVA por cada 20 lotes, y entonces, el número de subestaciones sería:

$$No.\ Subestaciones = \frac{No.\ total\ de\ lotes}{No.\ transformadores} = \frac{500}{23} = 22$$

Se podrían considerar 25 para absorber futuras zonas comerciales, considerando que la superficie tiene 1.3 $km^2$, dividiendo esta área entre 25 partes aproximadamente iguales, se tiene:

$$\frac{1300{,}000m^2}{25} = 52{,}000m^2$$

y se deben localizar la más cerca posible del centro geométrico.




ZONA DE INFLUENCIA DE LAS SUBESTACIONES

# 6 EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

## 6.1 INTRODUCCIÓN

Aún cuando actualmente prácticamente todos los cálculos eléctricos para las redes de distribución se hacen apoyándose en programas de cálculo digital, de los cuales existen distintas versiones para facilitar estudios relacionados con selección de conductores, caída de voltaje, pérdidas, regulación de voltaje, aplicación de capacitores, etc.. Tanto en redes aéreas como en redes subterráneas, es necesario tener un claro conocimiento de los conceptos básicos en los cuales se apoya el cálculo eléctrico de las redes de distribución.

Conviene recordar que el cálculo eléctrico de las redes de distribución está apoyado en los conceptos y métodos tradicionales, establecidos en libros de texto y normas de las empresas eléctricas, pero que tratan principalmente los siguientes aspectos fundamentales.

a) Caída de tensión.
b) Calentamiento de los conductores por efecto joule.
c) Posibilidad de sobrecarga en las líneas.
d) Sección mínima admisible en las líneas, en función a las exigencias de robustez mecánica.
e) Diámetro mínimo admisible para los conductores de media tensión en redes subterráneas.
f) Diámetro mínimo admisible en los conductores sujetos a las solicitaciones por cortocircuito.